



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Estudo de Caracterização de Eletrofácies
por meio de Perfis Geofísicos de Poços e de
Amostras de Testemunhos Utilizando
Estatística Multivariada**

Autor: **Henrique Rosa**
Orientador: **Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick**
Coorientador: **Prof. Dr. Alexandre C. Vidal**

UNIDADE BC
Nº CHAMADA: _____
T/UNICAMP
V. _____ EX. _____
TOMBO BCCL 80065
PROC 162-148-09
C. _____ D. X
PREÇO 11,00
DATA 20-01-09
BIB-ID _____

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

R71e Rosa, Henrique
Estudo de caracterização de eletrofácies por meio de perfis geofísicos de poços e de amostras de testemunhos utilizando estatística multivariada / Henrique Rosa.--Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Saul Barisnik Suslick, Alexandre Campana Vidal.

Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Petróleo - Geologia. 2. Análise multivariada. 3. Prospeção - Métodos geofísicos. I. Suslick, Saul Barisnik II. Vidal, Alexandre Campana. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociência. IV. Título.

Titulo em Inglês: A study of electrofacies characterization based on well logs and core analysis using multivariate statistics.

Palavras-chave em Inglês: Petroleum - Geology, Multivariate analysis, Prospecting - Geophysical methods.

Área de Concentração: Reservatórios e Gestão

Programa de Pós Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo.

Titulação: Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Denis José Schiozer, Rodrigo de Souza Portugal, Hernani Chaves e Chang Hung Kiang.

Data da defesa: 27/10/2006.



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Estudo de Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis Geofísicos de Poços e de Amostras de Testemunhos Utilizando Estatística Multivariada

Autor: Henrique Rosa

Orientador: Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick

Coorientador: Prof. Dr. Alexandre C. Vidal

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Tese de Doutorado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas - São Paulo
Outubro, 2006

Dedicatória:

Dedico este trabalho à minha Mãe, a qual considero a grande motivadora desta realização.

*Nenhum problema pode ser resolvido pelo mesmo estado
de consciência que o criou.
É preciso ir mais longe.
Eu penso noventa e nove vezes e nada discuto.
Deixo de pensar, mergulho num grande silêncio, e a verdade me é revelada.
O Ser Humano é parte de um todo chamado por nós de Universo.
Uma parte limitada, no tempo e no espaço.
E Ele, o Ser Humano, experiencia a si próprio, seus pensamentos e sensações, como coisas
separadas do resto.
Uma espécie de ilusão ótica da consciência.*

(Albert Einstein)

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser concluído sem a ajuda de diversas pessoas e instituições, às quais expresso meus agradecimentos:

Ao meu orientador, Prof. Dr. Saul B. Suslick e ao meu co-orientador, Prof. Dr. Alexandre C. Vidal, os quais me mostraram os caminhos a serem seguidos.

Ao CNPQ, pela bolsa de estudos fornecida.

A ANP, pelo material cedido a esta pesquisa.

A todos os professores e colegas do DEP e do IG, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

Aos colegas do IG/LAGE, em especial à Ana Teresa e ao Gabriel, pela ajuda e grande apoio moral em toda a nossa fase de convivência.

Aos colegas geólogos da Petrobras, em especial, aos geólogos Gilberto Athayde Albertão e Oscar Strohchoen Jr., pelo grande apoio em várias etapas deste trabalho.

Aos meus irmãos Antonio Carlos e Ari e à minha cunhada Maria Paula, pelo incentivo e apoio nos momentos difíceis.

Aos amigos Priscila Gomes e Carlos Kawall, pelo grande incentivo nas etapas finais deste trabalho.

Ao meu Tio Carlos Alberto Giardini, pelas broncas necessárias nos momentos certos.

Aos meus amigos em geral, por terem sido tão importantes em todas as fases da minha vida.

Índice

Dedicatória:	iii
Agradecimentos	v
Lista de Figuras	10
Lista de Tabelas	12
Lista de Anexos	14
Resumo	15
Abstract.....	16
Capítulo 1	17
Introdução.....	17
1.1 Objetivo	19
1.2 Estrutura da Tese	20
Capítulo 2	22
Fundamentação Teórica.....	22
2.1 Perfilagem Geofísica de Poço.....	22
2.1.1 Utilidade dos Perfis Geofísicos de Poços	24
2.1.2 Tipos de Perfis Geofísicos de Poços.....	25
2.1.2.1 Perfil de Raios Gama.....	26
2.1.2.2 Perfil Sônico	29
2.1.2.3 Perfil de Densidade da Formação (ρ_B).....	30
2.1.2.4 Perfil de Porosidade Neutrônica (ϕ_N)	32
2.2 Caracterização de Eletrofácies.....	35
2.2.1 Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis geofísicos de poços.....	37
2.2.1.1 Escolha dos Perfis.....	38
2.2.1.2 Análise dos Dados de Perfil por meio de Histogramas	39
2.2.1.3 Análise dos Dados por meio de Gráficos de Dispersão.....	39
2.2.1.4 Análise de Agrupamentos.....	39
2.2.1.5 Escolha das Amostras Representativas de cada Classe Litológica.....	40
2.2.1.6 Atribuição dos Pontos Restantes para as n Classes Litológicas Identificadas	40
2.2.1.7 Validação dos Resultados	41
2.2.2 Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis Geofísicos de Poços e de Descrição de Testemunhos	42
Capítulo 3	45
Metodologia Empregada.....	45
Aspectos Gerais	45
3.1 Descrição do Método.....	45
Capítulo 4	52
Estudo de Caso	52
Aspectos Gerais	52
4.1 Aplicação do Método para o Poço 3-NA02-RJS.....	54
4.1.1 Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 3-NA02-RJS	55
4.1.2 Escolha dos Perfis.....	59
4.1.3 Coleta dos Dados dos Perfis nos Intervalos Testemunhados.	60
4.1.4 Análise de Histogramas	61
4.1.4.1 Análise dos Histogramas de ρ_B	61

4.1.4.2	Análise dos Histogramas de Dt.	62
4.1.4.3	Análise dos Histogramas de ϕN	63
4.1.4.4	Análise dos Histogramas de Rg	64
4.1.4.5	Avaliação dos Resultados dos Histogramas	65
4.1.5	Análise de Gráficos de Dispersão	66
4.1.5.1	Gráfico de Dispersão entre ρB e Rg	67
4.1.5.2	Gráfico de Dispersão entre ρB e Dt	75
4.1.5.3	Gráfico de Dispersão entre ρB e ϕN	79
4.1.5.4	Gráfico de Dispersão entre Rg e ϕN	82
4.1.5.5	Gráfico de Dispersão entre Rg e Dt	85
4.1.5.6	Gráfico de Dispersão entre ϕN e Dt	87
4.1.5.7	Avaliação dos Resultados dos Gráficos de Dispersão	89
4.1.6	Classificação das Litologias com Representatividade em Perfis	90
4.1.7	Aplicação de Estatística Multivariada para o poço 3-NA02-RJS	91
	Aspectos Gerais	91
4.1.7.1	Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento Oriundo de Métodos Qualitativos	92
4.1.7.2	Análise Discriminante	95
4.1.7.3	Aplicação da Análise de Agrupamentos para a Definição de Eletrofácies	95
	Aspectos Gerais	95
4.1.7.3.1	Análise de Agrupamentos com Quatro Grupos	97
4.1.7.3.1.1	Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento com Quatro Grupos	100
4.1.7.3.1.2	Análise Discriminante para o Agrupamento em Quatro Grupos	102
4.1.7.3.2	Análise de Agrupamentos com Três Grupos	102
4.1.7.3.2.1	Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento com Três Grupos	105
4.1.7.3.2.2	Análise Discriminante para o Agrupamento em Três Grupos	106
4.2	Aplicação do Método para o 3-NA01A-RJS	108
	Aspectos Gerais	108
4.2.1	Correlação entre Rocha e Perfil para o Poço 3-NA01A-RJS	108
4.2.1.1	Apresentação das Litologias e dos Perfis Utilizados	108
4.2.1.2	Análise dos Histogramas de ρB , Dt, ϕN e Rg	111
4.2.1.3	Análise de Gráficos de Dispersão entre ρB , Dt, ϕN e Rg	114
4.2.2	Aplicação de Estatística Multivariada para o 3-NA01A-RJS	119
4.2.2.1	Análise de Variância e Teste de Médias	119
4.2.2.1.2	Análise Discriminante	121
4.2.2.2	Aplicação da Análise de Agrupamentos para a Definição de Eletrofácies	122
	Aspectos Gerais	122
4.2.2.2.1	Análise de Agrupamentos com Três Grupos	123
4.2.2.2.1.1	Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento com Três Grupos	125
4.2.2.2.1.2	Análise Discriminante para o Agrupamento com Três Grupos	127
4.2.2.2.2	Análise de Agrupamentos com Quatro Grupos	127
4.2.2.2.2.1	Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento com Quatro Grupos	128

4.2.2.2.2	Análise Discriminante para o Agrupamento com Quatro Grupos.....	131
4.2.2.2.3	Análise de Agrupamentos com Dois Grupos	131
4.2.2.2.3.1	Análise de Variância para o Agrupamento com Dois Grupos.....	132
4.2.2.2.3.2	Análise Discriminante para o Agrupamento com Dois Grupos.	133
4.3	Aplicação do Método para o Poço 4-RJS-42.....	134
	Aspectos Gerais	134
4.3.1	Correlação entre Rocha e Perfil para o Poço 4-RJS-42.....	134
4.3.1.1	Apresentação das Litologias e dos Perfis Utilizados.....	134
4.3.1.2	Análise dos Histogramas de ρB , Dt, ϕN e Rg	137
4.3.1.3	Análise de Gráficos de Dispersão entre ρB , Dt, ϕN e Rg.....	140
4.3.2	Aplicação de Estatística Multivariada para o 4-RJS-42	143
4.3.2.1	Avaliação dos Resultados da Classificação Qualitativa	144
4.3.2.1.1	Análise de Variância e Teste de Médias.....	144
4.3.2.1.2	Análise Discriminante	146
4.3.2.2	Aplicação da Análise de Agrupamentos para a Definição de Eletrofácies	146
	Aspectos Gerais	146
4.3.2.2.1	Análise de Agrupamentos com Três Grupos.....	148
4.3.2.2.1.1	Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento com Três Grupos.	149
4.3.2.2.1.2	Análise Discriminante para o Agrupamento com Três Grupos.....	150
4.3.2.2.2	Análise de Agrupamentos com Dois Grupos	151
4.3.2.2.2.1	Análise de Variância para o Agrupamento com Dois Grupos.....	152
4.3.2.2.2.2	Análise Discriminante para o Agrupamento com Dois Grupos.	153
	Capítulo 5	154
	Discussão dos Resultados.....	154
5.1	Resultados do Poço 3-NA-02-RJS	155
5.1.1	Avaliação dos Agrupamentos.....	156
5.1.2	Avaliação Quantitativa das Eletrofácies.....	159
5.2	Resultados do Poço 3-NA01A-RJS.....	164
5.2.1	Avaliação dos Agrupamentos.....	164
5.2.2	Avaliação Quantitativa das Eletrofácies.....	167
5.3	Resultados do Poço 4-RJS-42	173
5.3.1	Avaliação dos Agrupamentos.....	173
5.3.2	Avaliação Quantitativa das Eletrofácies.....	175
5.4	Análise Conjunta dos Resultados em Relação aos Poços 3-NA02-RJS, 3-NA01A-RJS e 4-RJS-42	178
5.4.1	Análise dos Agrupamentos.....	180
5.4.2	Análises Estatísticas	183
5.4.3	Considerações Finais	187
	Capítulo 6	190
	Conclusões.....	190
	Referências Bibliográficas.....	192
	Anexo 1	196
	Geologia Regional e Local do Campo de Namorado (Bacia de Campos)	196
	Anexo 2	206

Descrição das Litologias dos Testemunhos dos Poços 3-NA01A-RJS, 3-NA02-RJS e 4-RJS-42.....	206
Anexo 3	207
Dados de Perfis Relacionados às Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 3-NA01A-RJS.....	207
Anexo 4	211
Dados de Perfis Relacionados às Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 3-NA02-RJS	211
Anexo 5	215
Dados de Perfis Relacionados às Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 4-RJS-42	215
Anexo 6	219
Ferramentas Estatísticas Utilizadas Neste Estudo	219
Histogramas	219
Correlação por meio de Gráficos de Dispersão	222
Correlação entre Perfis Compatíveis	223
Correlação entre Perfis Incompatíveis.....	225
Análise de Agrupamentos.....	226
Análise de Agrupamentos em Dois Passos	227
Análise de Variância em um Sentido (One Way ANOVA)	228
Teste de Comparação entre as Médias (<i>Post Hoc Test</i>)	228
Análise Discriminante	229

Lista de Figuras

Figura	Descrição	Pág.
2.1	Interpretação litológica por meio do perfil de Raios Gama	27
2.2	Determinação de ϕ : Equação do tempo médio (Brock, 1986).	29
2.3	Efeito Cross-Over (em amarelo no cruzamento das curvas de ϕ N e ρ B) indicando zonas com HC. Queda considerável de ϕ N (redução do índice de hidrogênio) e ρ B	34
2.4	Agrupamentos (<i>clusters</i>) de eletrofácies, dispostas no espaço n -dimensional.	36
2.5	Fluxograma apresentando os roteiros utilizados para a caracterização de Eletrofácies.	36
2.6	Fluxograma de atividades para o estudo das eletrofácies por meio de perfis geofísicos de poços.	38
2.7	Fluxograma de atividades para o estudo das eletrofácies segundo o Roteiro 2. As etapas em pontilhado azul são desnecessárias neste tipo de abordagem pelo fato da existência de informação litológica prévia.	43
3.1	Fluxograma com os passos do método de trabalho proposto neste estudo.	46
3.2	Seqüência de análises estatísticas realizadas na Etapa 2.	49
4.1	Apresentação do conjunto de dados utilizados para o estudo de caracterização de eletrofácies.	53
4.2	Mapa do Campo de Namorado, mostrando os três poços verticais incluídos neste estudo, com ênfase para o poço 3-NA02-RJS.	53
4.3	Análise seqüencial de testemunhos do poço 3-NA02-RJS (Fonte: ANP).	56
4.4	Perfis utilizados para a caracterização das eletrofácies do poço 3-NA02-RJS. Zona de hidrocarboneto em amarelo, nos perfis de densidade e de nêutrons. A área em verde claro representa o intervalo testemunhado.	59
4.5	Histogramas da variável densidade (ρ B) do Poço 3-NA02-RJS. As linhas pontilhadas separam as três classes de rochas sugeridas pelos histogramas.	61
4.6	Histogramas da variável intervalo de tempo de trânsito (Dt) do Poço 3-NA02-RJS. As linhas pontilhadas separam as duas classes de rochas sugeridas pelos histogramas.	62
4.7	Histogramas da variável porosidade neutrônica (ϕ N) do Poço 3-NA02-RJS. As linhas pontilhadas separam as duas classes de rochas sugeridas pelos histogramas.	63
4.8	Histogramas da variável raios gama (Rg) do Poço 3-NA02-RJS. As linhas pontilhadas separam as três classes de rochas sugeridas pelos histogramas.	64
4.9	Cruzamento do conjunto completo de dados de ρ B e Rg do poço 3-NA02-RJS.	67
4.10	Cruzamento dos dados dos perfis ρ B e Rg (intervalo testemunhado) do poço 3-NA02-RJS. A nomenclatura obedece aquela estabelecida pela descrição de testemunhos.	69
4.11	Cruzamento das variáveis ρ B e Rg do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS, com as informações do intervalo testemunhado. As áreas pontilhadas representam as aglomerações das litologias descritas em testemunhos.	72

Figura	Descrição	Pág.
4.12	Cruzamento do conjunto completo de dados de ρB e Dt do poço 3-NA02-RJS.	76
4.13	Cruzamento dos perfis ρB e Dt , do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS, acrescido das informações litológicas oriundas dos testemunhos.	77
4.14	Cruzamento do conjunto completo de dados de ρB e ϕN do poço 3-NA02-RJS.	79
4.15	Cruzamento de ρB e ϕN , do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS, associado às informações litológicas de testemunhos.	80
4.16	Cruzamento do conjunto completo de dados de R_g e ϕN do poço 3-NA02-RJS.	82
4.17	Cruzamento das variáveis R_g e ϕN , do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS (círculos pretos vazios), associado às informações litológicas de testemunhos (círculos coloridos).	83
4.18	Cruzamento do conjunto completo de dados de R_g e Dt do poço 3-NA02-RJS.	85
4.19	Cruzamento das variáveis R_g e Dt , do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS. Informações litológicas de testemunhos.	86
4.20	Cruzamento do conjunto completo de dados de ϕN e Dt do poço 3-NA02-RJS.	88
4.21	Cruzamento dos perfis ϕN e Dt do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS (círculos pretos vazios). Informações litológicas de testemunhos (círculos coloridos).	89
4.22	Análise sequencial de testemunhos do poço 3-NA01A-RJS (Fonte: ANP).	109
4.23	Histogramas das variáveis ρB , Dt , ϕN e R_g do poço 3-NA01A-RJS.	112
4.24	Gráficos de Dispersão entre os perfis $\rho B \times R_g$, $\rho B \times \phi N$ e $\rho B \times Dt$ do poço 3-NA01A-RJS. Os gráficos da esquerda referem-se às amostras de perfis do intervalo testemunhado. Os gráficos da direita correlacionam essas amostras com as do poço completo.	115
4.25	Gráficos de Dispersão entre os perfis $\phi N \times R_g$, $\phi N \times Dt$ e $R_g \times Dt$ do poço 3-NA01A-RJS. Os gráficos da esquerda referem-se às amostras de perfis do intervalo testemunhado. Os gráficos da direita correlacionam essas amostras com as do poço completo.	116
4.26	Análise sequencial de testemunhos do poço 4-RJS-42 (Fonte: ANP).	135
4.27	Histogramas das variáveis ρB , Dt , ϕN e R_g do poço 4-RJS-42.	137
4.28	Gráficos de Dispersão entre os perfis $\rho B \times R_g$, $\rho B \times \phi N$ e $\rho B \times Dt$ do poço 4-RJS-42. Os gráficos da esquerda referem-se às amostras de perfis do intervalo testemunhado. Os gráficos da direita correlacionam essas amostras com as do poço completo.	140
4.29	Gráficos de Dispersão entre os perfis $\phi N \times R_g$, $\phi N \times Dt$ e $R_g \times Dt$ do poço 4-RJS-42. Os gráficos da esquerda referem-se às amostras de perfis do intervalo testemunhado. Os gráficos da direita correlacionam essas amostras com as do poço completo.	141

Lista de Tabelas

Tabela	Descrição	Pág.
2.1	Classificações de Medições Comuns de Perfis Geofísicos de poços (os perfis utilizados no presente trabalho estão destacados em negrito).	24
2.2	Valores de densidade da matriz para algumas litologias mais frequentes em perfil (Brock, 1986).	32
4.1	Litologias identificadas nos testemunhos do poço 2-NA02-RJS.	60
4.2	Resultados observados por meio dos cruzamentos entre os perfis ρ_B , ϕ_N , R_g e D_t .	90
4.3	Classificação de eletrofácies com base em informações de testemunhos.	90
4.4	Análise de Variância.	92
4.5	Comparações entre as Médias por Variável.	94
4.6	Análise de Agrupamentos para quatro grupos.	98
4.7	Resultado da Análise de Agrupamentos em 4 grupos.	98
4.8	Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.	100
4.9	Análise de Variância para 4 Agrupamentos.	100
4.10	Comparação entre as Médias dos Grupos.	101
4.11	Análise de Agrupamentos para três grupos.	103
4.12	Resultado da Análise de Agrupamento em três grupos.	103
4.13	Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.	104
4.14	Análise de Variância.	105
4.15	Comparações das Médias dos Grupos.	106
4.16	Litologias identificadas nos testemunhos do poço 3-NA01A-RJS.	111
4.17	Classificação de eletrofácies para o poço 3-NA02-RJS.	118
4.18	Análise de Variância.	120
4.19	Comparações entre as Médias por Variável.	121
4.20	Análise de Agrupamentos para três grupos.	123
4.21	Resultado da Análise de Agrupamento em três grupos.	124
4.22	Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.	125
4.23	Análise de Variância.	126
4.24	Comparações das Médias dos Grupos.	126
4.25	Análise de Agrupamentos para quatro grupos.	127
4.26	Resultado da Análise de Agrupamentos em quatro grupos.	128
4.27	Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.	128
4.28	Análise de Variância para quatro Agrupamentos.	129
4.29	Comparação entre as Médias dos Grupos.	130
4.30	Análise de Agrupamentos para três grupos.	131
4.31	Resultado da Análise de Agrupamento em três grupos.	132
4.32	Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.	132
4.33	Análise de Variância.	133
4.34	Litologias identificadas nos testemunhos do poço 4-RJS-42.	136
4.35	Classificação de eletrofácies para o poço 3-NA02-RJS.	143
4.36	Análise de Variância para o poço 4-RJS-42.	144
4.37	Comparações entre as Médias por Variável.	145

Tabela	Descrição	Pág.
4.38	Análise de Agrupamentos para três grupos.	148
4.39	Resultado da Análise de Agrupamento em três grupos.	148
4.40	Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.	149
4.41	Análise de Variância.	149
4.42	Comparações das Médias dos Grupos.	150
4.43	Análise de Agrupamentos para três grupos.	151
4.44	Resultado da Análise de Agrupamento em três grupos.	151
4.45	Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.	152
4.46	Análise de Variância.	152
5.1	Resultados da caracterização de eletrofácies para o intervalo testemunhado do poço 3-NA02-RJS.	155
5.2	Resultados das análises quantitativas das eletrofácies do poço 3-NA02-RJS.	159
5.3	Resultados da caracterização de eletrofácies para o intervalo testemunhado do poço 3-NA01A-RJS.	164
5.4	Resultados das análises quantitativas das eletrofácies do poço 3-NA01A-RJS.	167
5.5	Resultados das caracterizações de eletrofácies para o poço 4-RJS-42.	173
5.6	Resultados das análises quantitativas das eletrofácies do poço 4-RJS-42.	175
5.7	Apresentação conjunta dos resultados qualitativos e quantitativos de caracterização de eletrofácies para os poços 3-NA02-RJS, 3-NA01A-RJS e 4-RJS-42.	186

Lista de Anexos

Anexo 1	Geologia Regional da Bacia de Campos	196
Anexo 2	Descrição das Litologias dos Testemunhos dos Poços 3-NA01A-RJS, 3-NA02-RJS e 4-RJS-42.	206
Anexo 3	Dados de Perfis Relacionados às Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 3-NA01A-RJS	207
Anexo 4	Dados de Perfis Relacionados às Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 3-NA02-RJS.	211
Anexo 5	Dados de Perfis Relacionados às Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 4-RJS-42.	215
Anexo 6	Ferramentas Estatísticas Utilizadas Neste Estudo	219

Resumo

ROSA, Henrique. *Estudo de Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis Geofísicos de poços e de Amostras de Testemunho Utilizando Estatística Multivariada*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 230 pp. Tese (Doutorado)

Este estudo se foca na elaboração de um método de caracterização de eletrofácies, o qual utiliza dados de perfis geofísicos de poços referentes às classes litológicas identificadas nos testemunhos desses poços, por meio do emprego de análises qualitativas associadas a tratamentos estatísticos multivariados. A princípio, o estudo visa estabelecer uma rotina de análises qualitativas para os dados litológicos extraídos dos testemunhos e associados aos perfis, por meio de ferramentas estatísticas básicas, com o objetivo de identificar agrupamentos de classes litológicas e caracterizar as eletrofácies presentes no intervalo testemunhado. Numa segunda etapa, aplica-se a técnica estatística multivariada da Análise de Agrupamentos em dois passos, a qual gera agrupamentos (eletrofácies) por meio da associação dos dados dos perfis com as classes litológicas descritas nos testemunhos. Numa terceira etapa, esses agrupamentos são avaliados quantitativamente por intermédio de ferramentas estatísticas, as quais incluem a Análise de Variância Simples (*one way Anova*), o Teste de Médias e a Análise Discriminante. Como exemplo de aplicação, utiliza-se um conjunto de dados que inclui perfis e descrições de testemunhos de três poços verticais do Campo Escola de Namorado, localizado na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro. Os resultados obtidos mostram um bom desempenho da Análise de Agrupamentos em dois passos para a caracterização de eletrofácies, e permitem que se obtenham informações acerca da qualidade da amostragem, no que se refere aos ajustes das mesmas com as profundidades de perfis, além de proporcionar agilidade ao processo de investigação exploratória de dados de perfis em relação às classes litológicas a estes associadas.

Palavras chave: Eletrofácies, Perfilagem Geofísica de Poços, Análise de Dados Multivariados em Geologia, Geologia de Petróleo.

Abstract

ROSA, Henrique. *A Study of Electrofacies Characterization Based on Well Logs and Core Analysis Using Multivariate Statistics*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 231 p. Tese (Doutorado)

This study is focused on the elaboration of a method for electrofacies characterization which uses well log data related to the lithological classes identified in the core samples of the wells, based upon qualitative approach and multivariate statistics analysis. The first step of this method involves the establishment of a qualitative approach routine which includes the analysis of a package of well log data, which are extracted from the cored intervals, using basic statistics tools (histograms and cross plots) and aiming to delineate and characterize electrofacies. The second step involves the utilization of a classical multivariate technique called Two Steps Cluster Analysis, which generates clusters (electrofacies) based upon the association between well log data and the lithological classes identified from the core samples. The details of the Cluster Analysis technique are showed during the development of this study. During the third step of proposed method, all the clusters generated in the previous steps are quantitatively evaluated by ordinary statistical tools, which include one-way Anova, Test of Means and Discriminant Analysis. As an example of application of this method it is used a complete package of data which includes well logs and macroscope reports of three sets of core samples, extracted from three vertical wells, located in the producing Oil Field of Namorado, in the Campos Basin, Rio de Janeiro State, Brazil. The results of the statistical tests show a good performance for the Two Steps Cluster Analysis tool in characterizing electrofacies. Furthermore, all the statistical tests applied in this study allow the researcher to obtain information about the quality of the sampling process and the accuracy related to the correlation between the sampling and the logging depth, speeding-up the process of the exploratory investigation by using well log data and associated to the lithological classes present in the cored intervals of the oil wells.

Key Words: Eletrofacies, Well Logging, Multivariate Data Analysis , Petroleum Geology.

Capítulo 1

Introdução

Os estudos relacionados à caracterização de eletrofácies por meio de perfis geofísicos de poços e de dados geológicos diretos, tais como amostras de testemunhos e amostras de calha, têm sido amplamente discutidos devido à importância e à grande aplicabilidade nas rotinas que envolvem a modelagem geológica de reservatórios petrolíferos. Em decorrência de suas aplicações, esses estudos ocorrem principalmente em ambiente da indústria de petróleo e seus resultados nem sempre são acessíveis na área acadêmica.

O acompanhamento de diversos trabalhos, os quais envolvem a utilização de perfis geofísicos de poços e informações geológicas oriundas da análise seqüencial de testemunhos, permite que se observe certa incompatibilidade na correlação dessas informações litológicas em relação às interpretações das mesmas por meio de perfis geofísicos de poços, quando o foco do estudo está direcionado para a avaliação da qualidade dos reservatórios. Mais especificamente, quando se busca avaliar as propriedades petrofísicas ligadas às características de armazenamento e transmissão de fluidos dos reservatórios, as quais constituem informações primordiais para subsidiar estudos de modelagem geológica, utilizados para o planejamento do desempenho de produção de poços de petróleo nos campos em fase de desenvolvimento.

Nesse sentido, tem-se observado que a análise seqüencial de testemunhos traz informações excessivamente detalhadas, quando as mesmas são empregadas nos estudos de caracterização de eletrofácies, visando à elaboração de modelos petrofísicos de reservatórios petrolíferos.

Essas incompatibilidades podem ser entendidas pelo fato de que as análises seqüenciais de testemunhos, realizadas por geólogos em laboratórios petrográficos, visam subsidiar, principalmente, estudos sedimentológicos ligados à compreensão do modelo deposicional das

rochas analisadas. Dentro deste contexto, as descrições dos testemunhos resultam de observações visuais, auxiliadas por alguns instrumentos de laboratório tais como lupas, tabelas granulométricas, fluoroscópios, reagentes químicos, dentre outros. Quando necessário, alguns detalhes são investigados pontualmente, por meio de lâminas delgadas em microscópios petrográficos, pela utilização de microscopia eletrônica de varredura (MEV), ou ainda, por amostras de rochas (plugues) em testes petrofísicos básicos, entre outras ferramentas. O resultado dessas descrições consiste em informações detalhadas, em nível macroscópico, atentando-se para a variação de cores, texturas, estruturas sedimentares, mineralogia, níveis de cimentação, presença de fluidos etc., as quais servem como base para que se possam separar diferentes classes de rochas (litologia) sob um aspecto descritivo. Porém, essas variações macroscópicas resultantes das descrições laboratoriais nem sempre correspondem às variações petrofísicas, supondo-se que o olho humano não está apto para distinguir heterogeneidades em tal nível de detalhe.

Em relação aos perfis geofísicos de poços, as investigações são focadas para distinguir diversos tipos de características do meio físico, sem levar em conta o aspecto macroscópico (visual) das litologias analisadas. Em outras palavras, as medições obtidas no poço por meio das ferramentas de perfilagem expressam as mudanças das propriedades físicas do meio e não necessariamente as mudanças litológicas (Flexa et al., 2004).

Na análise sequencial de testemunhos, um intervalo de arenito de alguns metros de espessura pode apresentar, por exemplo, várias heterogeneidades texturais, mineralógicas, dentre outras, de maneira que, ao descrevê-lo, o geólogo estabelece o limite entre as diferentes classes litológicas com base nessas observações. De outra forma, quando o mesmo intervalo é avaliado por perfis geofísicos de poços de porosidade (densidade total, porosidade neutrônica etc.), este pode apresentar-se perfeitamente homogêneo e representante de uma única classe litológica, se analisado apenas sob este ponto de vista. Numa situação contrária, onde a descrição macroscópica indica a existência de um intervalo de arenito homogêneo em relação às suas características texturais, mineralógicas etc. e, portanto, representante de uma única classe litológica, pode-se esperar que a investigação por perfis resulte no reconhecimento de diversas zonas heterogêneas (ou classes litológicas) em relação à porosidade ou ao conteúdo argiloso, as quais não foram detectadas macroscopicamente.

Dentro deste contexto, a comparação entre os resultados da análise sequencial de testemunhos com os da interpretação por perfis geofísicos de poços se mostra incompatível em termos de número de classes identificadas. Essas divergências geram dificuldades na execução dos trabalhos que visam caracterizar eletrofácies para fins de estudos de reservatório, por intermédio da utilização dessas duas fontes de dados (rocha e perfis).

Com base nesses motivos, o presente estudo visa apresentar um método que pretende estabelecer a compatibilização entre dados de perfis geofísicos de poços e de descrição de testemunhos, por meio da utilização de ferramentas estatísticas e de interpretações geológicas de caráter qualitativo, para que essas duas fontes de informação possam ser empregadas em sintonia com os objetivos dos estudos de caracterização de eletrofácies aplicados aos reservatórios petrolíferos.

Como exemplo de aplicação, utiliza-se um conjunto de dados, o qual inclui perfis geofísicos de poços e análises sequenciais de testemunhos de três poços verticais do Campo Escola de Namorado, localizado na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro. A escolha dos três poços utilizados neste estudo teve como critério decisório a similaridade litológica apresentada pelos testemunhos dos mesmos. Nesse sentido, optou-se por escolher os poços que apresentam seqüências litológicas siliciclásticas, onde se observa grande representatividade das principais litologias que constituem os jazimentos petrolíferos em produção (rochas reservatório e não-reservatório).

1.1 Objetivo

Tendo em vista o detalhamento do estudo de caracterização de eletrofácies, este trabalho apresenta como objetivo a elaboração de um método de compatibilização entre a classificação litológica proveniente da análise sequencial de testemunhos e as classes litológicas identificadas com base nos perfis geofísicos de poços de petróleo, no sentido de se caracterizar eletrofácies.

Ainda dentro dos objetivos deste estudo, pretende-se testar a ferramenta de Análise de Agrupamentos em Dois Passos para a caracterização de eletrofácies por meio de perfis geofísicos de poços. Além disso, objetiva-se quantificar os resultados com emprego de Análise de Variância em uma direção, do Teste de Médias e da Análise Discriminante.

Como resultado, espera-se obter um método que pretende agregar valor aos modelos litológicos que fazem parte do pacote de dados geológicos utilizados para a modelagem dos reservatórios petrolíferos.

1.2 Estrutura da Tese

Esta tese foi estruturada em seis capítulos. O capítulo 1 aborda os aspectos introdutórios e os principais pontos que motivaram a elaboração deste estudo, além da explanação dos objetivos do mesmo.

No capítulo 2 apresenta-se uma fundamentação teórica, cujos conceitos serviram como base para o desenvolvimento deste estudo. Nesse sentido, é feita uma revisão sobre perfilagem geofísica de poços, com o objetivo de abordar o princípio de funcionamento e as características investigatórias das ferramentas que geram os perfis de Raios Gama, Densidade, Porosidade Neutrônica e Velocidade Sônica, os quais serão amplamente utilizados neste estudo. Além disso, apresenta-se uma revisão conceitual sobre eletrofácies, com foco na caracterização dos atributos petrofísicos dos reservatórios petrolíferos.

No capítulo 3 é realizada uma descrição detalhada do método proposto neste estudo para a caracterização de eletrofácies, aplicada aos estudos petrofísicos de reservatórios. Dessa forma, é apresentado um roteiro para a caracterização de eletrofácies, por meio da utilização de perfis geofísicos de poços e de informações litológicas oriundas de análises sequenciais de testemunhos.

No capítulo 4 desenvolve-se um estudo de caso que envolve a aplicação do método proposto no capítulo 3, para os poços 3-NA-01A-RJS, 3-NA02-RJS e 4-RJS-42. Primeiramente, executa-se a rotina que efetua a compatibilização entre o número de classes litológicas identificadas na descrição de testemunhos e as classes petrofísicas detectadas nos perfis geofísicos de poços. Em seguida, o resultado é submetido a uma análise que envolve o emprego de estatística multivariada, o qual inclui a Análise de Agrupamentos em dois passos, a Análise de Variância, o Teste de Médias e a Análise Discriminante.

No capítulo 5 é feita a discussão dos resultados obtidos pela aplicação do método aqui proposto, nos três poços que envolvem o estudo de caso, apresentado no capítulo anterior.

No capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões, recomendações e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

Neste capítulo é apresentada a revisão sobre alguns trabalhos encontrados na literatura, os quais relacionam assuntos que envolvem a aplicação de perfis geofísicos de poços e a utilização de informações litológicas para a caracterização de eletrofácies.

2.1 Perfilagem Geofísica de Poço

De uma maneira geral, todo o óleo e gás produzidos são provenientes de acumulações de hidrocarbonetos que estão disseminadas nos espaços porosos das rochas-reservatório. A quantidade de óleo e gás contida em uma unidade de volume do reservatório corresponde ao produto da sua porosidade (ϕ) pela saturação de hidrocarboneto (S_{hc}) nela contida. Neste contexto, a porosidade (ϕ) corresponde ao volume poroso por unidade de volume de formação. A saturação de hidrocarbonetos (S_{hc}) corresponde à fração (ou percentual) de volume poroso preenchido por hidrocarboneto (Serra, 1986).

Um outro dado importante para que se tenha uma idéia sobre a comercialidade do jazimento refere-se ao volume de formação que contém hidrocarbonetos (V_{hc}). Para tanto, é necessário que se conheça a área (A) e a espessura porosa com hidrocarbonetos dessas acumulações (*netpay*), para que se possa prever o volume de hidrocarbonetos contido no reservatório. Além disso, para avaliar a produtividade do reservatório, é necessário conhecer o quão facilmente os fluidos podem percorrer seus espaços porosos. Dessa forma, é necessário que se conheça a permeabilidade (k) do reservatório, cuja qualidade depende da maneira pela qual os poros estão interconectados em seu interior. Em resumo, é necessário conhecer esses

quatro principais parâmetros físicos (ϕ , Shc , Vhc e k) dos reservatórios para que se possa avaliá-los em termos de qualidade e de comercialidade (Serra, 1986). E, de uma maneira geral, todos esses parâmetros físicos podem ser obtidos por meio dos perfis geofísicos de poços.

Segundo Rider (2000), a perfilagem geofísica consiste no registro contínuo dos parâmetros geofísicos captados ao longo da parede de um poço, por meio de ferramentas a cabo ou, ainda, de ferramentas acopladas nas colunas de perfuração. Os valores medidos são associados à profundidade das informações obtidas dos poços.

Para este autor, o nome mais apropriado para esta operação é a denominação “Perfilagem Geofísica à Cabo”, pelo fato de que as ferramentas são introduzidas no poço por meio de cabos específicos para esta atividade. Porém, a indústria do petróleo abreviou-a para o termo “Perfilagem de Poços”, ou apenas para “Perfilagem”, o qual abrange todos os tipos de operações referentes à geofísica de poço.

Mesmo nos dias de hoje, as curvas resultantes das perfilagens ainda são denominadas por “Perfis Elétricos”, pelo fato de que os primeiros perfis se tratavam de medições das propriedades elétricas das rochas (Rider, 2000). Contudo, sabe-se que as medições atuais incluem muitas propriedades das rochas, além das elétricas. E assim, o termo “Perfil Elétrico” acabou sendo substituído apenas pelo termo “Perfil”, considerado mais representativo do conjunto de propriedades físicas e químicas que podem ser levantadas das rochas em subsuperfície. Além disso, os métodos modernos de transmissão de dados nem sempre são realizados via cabo e, dessa forma, o termo perfilagem (sem a denominação a cabo) passou a ser utilizado de uma maneira generalizada, para representar todos os tipos de operação.

Atualmente, existe grande diversidade de ferramentas geofísicas de poço (Rider, 2000). A Tabela 2.1 apresenta as principais medições desses perfis, destacando aqueles que serão utilizados no presente trabalho.

Tabela 2.1: Classificações de Medições Comuns de Perfis Geofísicos de poços (os perfis utilizados no presente trabalho estão destacados em negrito).

Princípio Físico	Tipo de Perfil	Parâmetro de Formação Medido
Medições Mecânicas	Calibre (<i>Caliper</i>)	Diâmetro do Poço
Medições Espontâneas	Temperatura	Temperatura do Poço
	Potencial Espontâneo	Correntes Elétricas Espontâneas
	Raios Gama	Radioatividade Natural
Medições Induzidas	Resistividade	Resistência à Corrente Elétrica
	Indução	Condutividade à corrente Elétrica
	Sônico	Velocidade da Propagação do Som
	Densidade	Reação ao Bombardeamento de Raios Gama
	Fotoelétrico	Reação ao Bombardeamento de Raios Gama
	Neutrão	Reação ao Bombardeamento de Nêutrons

2.1.1 Utilidade dos Perfis Geofísicos de Poços

Os perfis geofísicos de poços são extremamente úteis para complementar a informação oriunda da amostragem geológica, realizada durante a perfuração dos poços de petróleo. A amostragem geológica é obtida pela recuperação de amostras de calha e de testemunhos de rocha, os quais constituem registros incompletos das formações atravessadas, visto que não guardam uma relação precisa com a profundidade em que foram coletados e tampouco abrangem com precisão a variabilidade geológica.

No caso das amostras de calha, estas são coletadas após certo intervalo de perfuração (o qual geralmente oscila entre três e nove metros, dependendo do interesse da amostragem) e colecionam uma mistura de litologias (cascalhos) referentes a um dado intervalo perfurado, o qual é calculado considerando-se o tempo de retorno das amostras no processo de perfuração. Entretanto, por intermédio dessas amostras, tem-se apenas uma noção da constituição litológica dos intervalos atravessados. A correlação dessas amostras com os diferentes tempos de penetração da broca nas formações estabelece o tipo de litologia associada a cada intervalo atravessado. Porém, a ação interpretativa é bastante forte neste tipo de análise, facilitando a ocorrência de erros e aumentando as incertezas nas interpretações litológicas. Nesses casos, os perfis geofísicos de poços são bastante úteis para consolidar as interpretações geológicas resultantes das amostras de calha, proporcionando maior precisão a essas interpretações.

Com relação aos testemunhos, estes fornecem informação direta sobre a litologia atravessada. Porém, devido à heterogeneidade mecânica existente entre as rochas que

constituem o intervalo testemunhado, ocorrem respostas diferentes de recuperação para cada litologia atravessada. Os arenitos friáveis, por exemplo, ao serem cortados pelo barrilete durante a testemunhagem, geralmente recuperam uma metragem menor de amostra em relação ao intervalo que foi atravessado, devido à baixa força de coesão que une os grãos dos seus arcabouços, enquanto que as litologias bem compactadas e coesas recuperam quase que a totalidade do intervalo cortado durante a testemunhagem. Essa variabilidade na recuperação das amostras testemunhadas dificulta o posicionamento das mesmas em relação à profundidade original, principalmente quando o intervalo testemunhado é rico em litologias friáveis e de baixa recuperação. Nesses casos, os perfis auxiliam o posicionamento das porções recuperadas de rocha em relação às suas profundidades, possibilitando futuras correlações de dados obtidos dos testemunhos (petrofísica de plugues, petrografia, geoquímica etc.) com aqueles extraídos dos perfis.

Dessa forma, a perfilagem de poços preenche de maneira eficiente o espaço existente entre as amostras de calha e os testemunhos. Por meio do auxílio computacional e de conhecimento geológico sobre a área em estudo, os perfis podem substituir operações dispendiosas e trabalhosas (diminuição dos intervalos a serem testemunhados), de maneira bastante satisfatória (Rider, 2000).

Uma outra grande utilização dos perfis geofísicos de poços, a qual está diretamente relacionada ao foco deste trabalho, refere-se à elaboração de eletrofácies para subsidiar diversos estudos litológicos, dentre eles os de modelagem geológica de reservatórios petrolíferos. A caracterização de eletrofácies tem como base o tratamento estatístico dos dados extraídos dos perfis geofísicos de poços, no sentido de reconhecer padrões litológicos e, posteriormente, atribuí-los a todo o intervalo perfilado, tendo como resultado a interpretação litológica de toda a seção coberta por perfis.

2.1.2 Tipos de Perfis Geofísicos de Poços

Esta revisão se resume aos perfis que são utilizados no estudo das eletrofácies, desenvolvido no Capítulo 4, por meio de um estudo de caso. O objetivo é salientar os princípios básicos utilizados pelas ferramentas de perfis para determinar parâmetros de reservatório, tais

como a porosidade e as características litológicas das seções investigadas por perfilagem geofísica.

2.1.2.1 Perfil de Raios Gama

Os Raios Gama constituem ondas eletromagnéticas que são emitidas espontaneamente pelos minerais radioativos presentes nas formações. Praticamente toda a emissão natural de Raios Gama encontrada nas rochas é emitida pelo isótopo radioativo de potássio, de peso atômico igual a 40, e pelos elementos radioativos da série urânio-tório. No caso do potássio (K40), este emite uma energia de valor único e igual a 1,46 MeV, enquanto que os elementos da série urânio-tório emitem Raios Gama em uma ampla faixa de energia (Schlumberger, 1987).

O objetivo principal da ferramenta de Raios Gama é a distinção entre camadas geológicas com altas e baixas leituras de radioatividade, no sentido de discriminar as litologias com potencial de reservatório daquelas essencialmente argilosas e que ocupam diferentes funções dentro do sistema petrolífero estudado (rochas geradoras, rochas selantes, entre outras). Dessa forma, as curvas de Raios Gama assumem grande importância na distinção entre litologias com características de reservatório e não-reservatório, além de serem utilizadas para avaliar quantitativamente o volume de argila contido em uma rocha reservatório argilosa. O *American Petroleum Institute* (API) criou um padrão primário mundial que define a unidade de medida dos Raios Gama como grau API (Brock, 1986).

Em suma, o perfil de Raios Gama (Rg) representa a medição da radioatividade natural das formações. No caso das formações sedimentares, o perfil de Raios Gama reflete o conteúdo argiloso contido nessas rochas, pelo fato de os elementos radioativos tenderem a se concentrar nas argilas e nos folhelhos. As formações “limpas”, dentre elas os quartzos-arenitos e algumas rochas carbonáticas, geralmente apresentam um nível muito baixo de radioatividade e, conseqüentemente, um baixo valor na leitura dos perfis de Raios Gama (Nery, 1990). No caso dos arenitos, consideram-se como exceção aqueles portadores de grande conteúdo de feldspatos alcalinos (arcóseos) em seus arcabouços, visto que esses minerais apresentam alta radioatividade natural devido à presença de potássio, conferindo a essas rochas uma característica atipicamente alta de valores de radioatividade nos perfis de Raios Gama. Outras

exceções estão relacionadas a arenitos que apresentam grande quantidade de fragmentos líticos constituídos por minerais radioativos, por rochas vulcânicas ou graníticas, ou ainda pela presença de sais de potássio dissolvidos em seus arcabouços.

A Figura 2.1 representa uma seção onde se observa a interpretação litológica da sequência perfilada por meio do perfil de Raios Gama. Nesta figura, observam-se patamares de baixos valores de Raios Gama para os intervalos correspondentes aos arenitos (em amarelo), enquanto que para os folhelhos (em verde) esses valores são visivelmente mais elevados. Observa-se ainda que para os intervalos referentes às rochas carbonáticas (em azul), os valores de radioatividade são igualmente baixos, sendo comparados aos dos arenitos limpos.

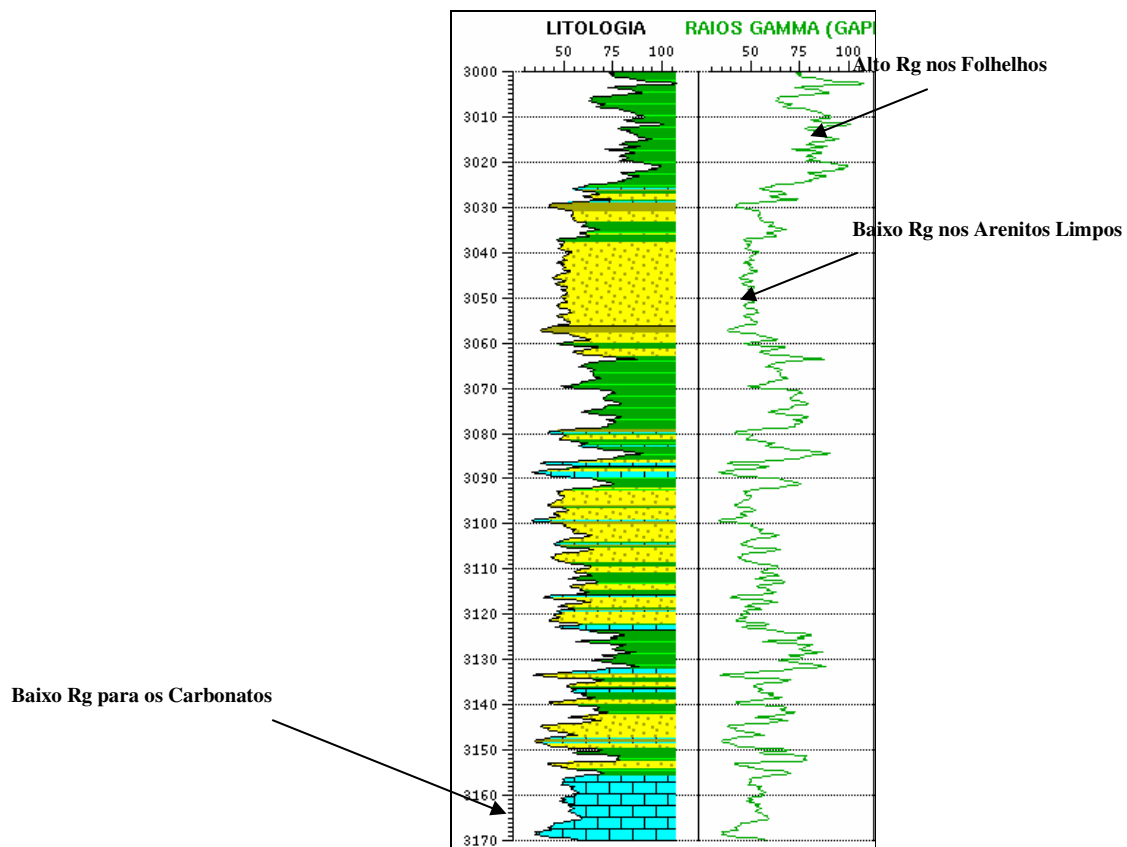


Figura 2.1 – Interpretação litológica por meio do perfil de Raios Gama

As principais aplicações do perfil de Rg em ambiente de rochas sedimentares estão relacionadas à utilização como indicador de litologia (folhelhos e não folhelhos), à avaliação

quantitativa do conteúdo argiloso presente nas rochas reservatório e à correlação entre perfis de diferentes poços (Schlumberger, 1987).

Como mencionado anteriormente, o perfil de Raios Gama institui ferramenta de grande utilidade para quantificar o volume de argila nas rochas reservatório. O volume de argila pode também ser utilizado para corrigir as porosidades aparentes encontradas nos perfis sônicos, de nêutrons e de densidade (Rider, 2000), os quais são analisados posteriormente. O método de quantificação do volume de argila consiste, inicialmente, na avaliação prévia de toda a seção perfilada pela ferramenta de detecção de Raios Gama, com o objetivo de identificar patamares de valores mínimos e máximos de radioatividade. Nesse sentido, os patamares mínimos representam os reservatórios mais limpos, com quantidades muito baixas de matriz argilosa, enquanto que os máximos representam as litologias puramente argilosas (folhelhos e argilitos). A partir da determinação desses patamares, aplica-se a equação 2.1, mostrada abaixo, a qual possibilita quantificar o volume de argila para um ponto de leitura do perfil de Raios Gama (Rg lido), associado a uma dada profundidade:

$$V_{sh} = \frac{RG(lido) - RG(\min.)}{RG(\max.) - RG(\min.)} \quad 2.1$$

onde:

V_{sh} = Volume de argila { $sh = shale$ (ingl.), ou seja, folhelho (port.)};

$Rg(lido)$ = Valor de Rg numa dada profundidade do perfil;

$Rg(\max.)$ = Valor máximo de Rg (patamar máximo);

$Rg(\min.)$ = Valor mínimo de Rg (patamar mínimo).

Na correlação entre perfis, o perfil de Raios Gama é utilizado para equalizar a profundidade entre corridas realizadas separadamente e para posicionar ferramentas de amostragem a poço aberto.

2.1.2.2 Perfil Sônico

O perfil sônico registra o tempo que um pulso sonoro leva para atravessar um intervalo de formação (Serra, 1986; Schlumberger, 1987; Rider, 2000). A ferramenta que efetua esses registros consta de um transmissor que emite pulsos sonoros na formação, os quais são captados por receptores acústicos, afastados entre si pela distância de um pé (cerca de 30,48 cm), e que registram os sinais recebidos da formação. A unidade de medida é expressa em microssegundos por pé ($\mu\text{s}/\text{ft}$) de formação, e os valores medidos oscilam geralmente entre 40 e 140 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

O intervalo de tempo de trânsito, ao contrário da velocidade, é maior nos meios menos densos. Portanto, ao se considerar duas rochas semelhantes, aquela que contiver maior quantidade de líquido dentro de seus poros (maior porosidade) apresenta um intervalo de tempo de trânsito maior do que aquela com menor volume de fluidos (menor porosidade). A grande vantagem do perfil sônico provém da relação direta existente entre o intervalo de tempo de trânsito de uma onda sonora em uma rocha e sua porosidade. No entanto, é necessário tomar alguns cuidados com esse tipo de perfil, pois em poços com diâmetro irregular (com arrombamentos laterais), o intervalo de tempo de trânsito pode ser elevado, sem apresentar qualquer relação com a porosidade da formação.

Dentre as principais aplicações, o perfil sônico é bastante utilizado para a determinação das porosidades das formações (Schlumberger, 1987), além da amarração com a sísmica.

Em formações sedimentares, a velocidade das ondas sonoras depende do tipo de rocha e da porosidade. Wyllie et al. (1956), propôs a equação 2.2, ilustrada na Figura 2.2, para formações limpas e consolidadas:

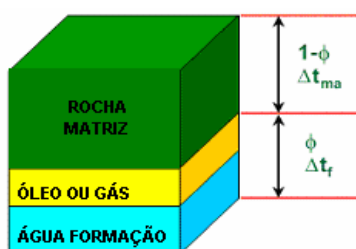


Figura 2.2: Determinação de ϕ : Equação do tempo médio. (Brock, 1986)

$$\Delta t_{\log} = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_{ma} \longrightarrow \phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

2.2

onde:

Δt_{\log} = Leitura da velocidade sônica (Δt) numa dada profundidade do perfil;

Δt_f = Intervalo de tempo de trânsito do fluido que satura a formação;

Δt_{ma} = Intervalo de tempo de trânsito na matriz (argila);

ϕ = Porosidade.

A equação de Wyllie et al. (1956) apresenta valores de ϕ muito elevados para sedimentos não compactados e formações geológicas recentes, situadas em profundidades mais rasas. Nesse sentido, os casos em que os folhelhos apresentam leituras de intervalo de tempo de trânsito maiores que 100 μ s/ft devem ser associados à sub-compactação.

A perfilagem sônica apresenta algumas limitações que são causadas principalmente por efeitos litológicos, os quais dizem respeito à necessidade do conhecimento da matriz para a computação da porosidade e da presença de folhelhos, os quais provocam aumento na leitura da porosidade, pois apresentam elevado índice de hidrogênio. Outros aspectos limitantes deste tipo de perfil estão relacionados à escolha da melhor equação a ser utilizada e o fato da ferramenta ignorar a porosidade secundária, promovendo cálculo incorreto da porosidade, especialmente em carbonatos (Brock, 1986).

2.1.2.3 Perfil de Densidade da Formação (ρ_B)

Dentre as inúmeras aplicações, o Perfil de Densidade da Formação constitui uma ferramenta bastante útil para a avaliação da porosidade das formações sedimentares (Schlumberger, 1987). Outras utilizações deste perfil incluem a identificação de minerais de origem evaporítica, a detecção de zonas de gás, a determinação da densidade dos hidrocarbonetos, a avaliação de arenitos argilosos e etc. (Serra, 1986).

A densidade volumétrica (ρ_b) corresponde à densidade média de uma unidade da formação (rocha + fluido) e é definida como sendo a unidade de massa por volume de formação (g/cm^3).

O princípio de funcionamento do perfil de densidade (ρ_b) baseia-se na emissão de raios gama para a formação, por meio de uma fonte radioativa de Césio 137, localizada no interior da ferramenta. Esta fonte radioativa emite raios gama de alta velocidade, os quais colidem com os elétrons ali presentes. A cada colisão, os raios gama perdem energia para os elétrons da formação. O processo de colisão, seguido da perda de energia, é um processo contínuo (Efeito Compton). Após inúmeras colisões, os raios gama retornam para a ferramenta e são contados por detectores localizados no corpo da mesma. Existem dois tipos de detectores, os de espaçamento curto (*SS Short-spacing Detector*), os quais determinam a densidade de menor penetração (ρ_s), e os de espaçamento longo (*LS Long-spacing Detector*), os quais determinam a densidade de maior penetração (ρ_L) no interior da formação. Nesse sentido, a leitura referente ao ρ_L é menos afetada pelo fluido de perfuração em comparação à leitura de ρ_s . Durante a perfilagem, o suporte computacional da ferramenta compara essas duas medidas de densidade. Caso as leituras sejam iguais, significa que ambos os detectores estão lendo o mesmo material (formação ou lama). Por outro lado, se ρ_L e ρ_s não são iguais, pode ter ocorrido erosão ou rugosidade na parede do poço.

O perfil Calibre (ou *caliper*), o qual mostra a medição do diâmetro do poço em cada ponto de leitura, é utilizado para determinar se a parede do poço sofreu algum tipo de arrombamento e, conseqüentemente, para certificar quanto à qualidade da medição.

O número de colisões é diretamente relacionado ao número de elétrons presentes na formação. A ferramenta é desenhada de maneira que os raios gama que atingem os detectores (localizados em distâncias fixas) são contados, dando uma indicação da densidade da formação. Assim, a resposta da ferramenta é referente ao número de elétrons por cm^3 , presentes na formação. A densidade de elétrons (ρ_b , dada em g/cm^3) está relacionada à densidade da rocha (somatório entre a densidade da matriz e dos fluidos que preenchem os poros).

Segundo Serra, 1986, a porosidade obtida a partir do perfil de densidade (ϕ), a densidade da matriz (ρ_{ma}), a densidade do fluido (ρ_f) e a densidade da formação lida no perfil (ρ_b), estão relacionadas entre si por meio da equação 2.3:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

2.3

O cálculo da porosidade envolve o conhecimento da densidade do fluido e da matriz (Tabela 2.2). Não se pode determinar a porosidade da formação sem que se conheça sua litologia e o tipo de fluido envolvido (Brock, 1986).

Tabela 2.2: Valores de densidade da matriz para algumas litologias mais frequentes em perfil (Brock, 1986).

Litologia	Densidade da Matriz (em g/cm ³)
Arenito	2,65
Arenito Calcífero	2,68
Calcário	2,71
Dolomita	2,87

A apresentação do perfil de densidade (ρ_b) exibe valores crescentes da esquerda para a direita, variando de 1,95g/cm³ a 2,95g/cm³. Sua utilização compreende desde o cálculo de porosidade, conforme visto acima, até a identificação de litotipos e zonas de gás (em confronto com o perfil de Nêutrons).

2.1.2.4 Perfil de Porosidade Neutrônica (ϕ_N)

O perfil de porosidade neutrônica responde ao índice de hidrogênio (IH) das formações, o qual reflete diretamente a porosidade. Por definição, o nêutron não possui carga elétrica e sua massa é similar à do átomo de hidrogênio. Essa característica permite que o nêutron penetre dentro da formação, tornando-o ideal para aplicações em métodos radioativos de perfilagem (Rider, 2000).

A ferramenta utilizada na determinação da porosidade neutrônica é constituída por uma fonte de nêutrons que emite essas partículas em pulsos de alta velocidade (10.000km/s e 2Mev). Os nêutrons “furam” a eletrosfera dos átomos e colidem diretamente com os núcleos dos elementos de diferentes pesos atômicos, presentes nas rochas, de maneira semelhante às

colisões elásticas que ocorrem numa jogada de bola de bilhar. Quando esses nêutrons encontram átomos que tenham aproximadamente o seu tamanho (no caso, os átomos de hidrogênio), eles se desaceleram ao máximo e se reduzem para níveis termais, quando são captados pelos receptores da ferramenta. Por meio da contagem dos nêutrons termais que chegam aos detectores da ferramenta, é possível determinar a quantidade de átomos de hidrogênio presentes na formação. Assumindo que a maioria dos átomos de hidrogênio está associada às moléculas de água ou de hidrocarbonetos (ambos contidos nos poros), determina-se assim a porosidade da formação (Brock, 1986).

A leitura do perfil de porosidade neutrônica é expressa em percentuais de porosidade, crescendo da direita para esquerda, com o zero de ϕ_N geralmente coincidente com o valor de densidade igual a $2,75\text{g/cm}^3$ (Souza, 1985).

Este perfil apresenta como vantagem o registro direto das porosidades das rochas, tanto em poço aberto como em poço revestido. Sua utilização abrange tanto a determinação da porosidade e interpretação litológica, quanto a detecção de zonas contendo hidrocarbonetos leves ou gás.

Para que a ferramenta de porosidade neutrônica apresente boa qualidade nos dados gerados, é necessário que algumas condições sejam estabelecidas. São elas: (i) boas condições do “caliper” do poço; (ii) inexistência de reboco em excesso; (iii) inexistência de *standoff* (distância entre ferramenta e parede do poço); (iv) condições ideais de pressão e temperatura. Sob essas condições, o *IH* coincide com a porosidade que ele representa. Em outras condições, o *IH* e a porosidade real se divergem. Quando este é o caso, utiliza-se uma série de equações de correções para determinar a porosidade.

A curva referente ao perfil de nêutrons também pode ser denominada como “curva de calcários” pelo fato de que a ferramenta é originalmente calibrada para essa litologia. Dessa forma, quando a formação detectada no poço coincide com a formação pela qual a ferramenta foi calibrada (calcário), o *IH* (índice de hidrogênio) coincide com a porosidade real que a representa. Do contrário, na presença de litologias siliciclásticas (arenitos, folhelhos etc.), o *IH* e a porosidade verdadeira divergem. Neste caso, é necessário que se utilize um fator de conversão para corrigir o cálculo da porosidade medida (Rider, 2000).

Algumas observações devem ser feitas em relação à presença de gás nos reservatórios mapeados por perfis de nêutrons. Sabe-se que um volume de gás contém poucos átomos de hidrogênio em relação ao mesmo volume de óleo ou água. Se o gás está presente no espaço poroso, isto implica a ocorrência de poucas colisões e assim, poucos nêutrons são absorvidos e mais nêutrons são detectados. Nesse caso, a contagem de nêutrons é muito alta, resultando numa leitura de porosidade menor que a correspondente à da formação. Para que se comprove que a baixa leitura da porosidade no perfil corresponde ao efeito da presença de gás, deve-se comparar o perfil de porosidade neutrônica com o de densidade. Caso as curvas se cruzem, comprova-se a influência da presença de gás no intervalo analisado (Figura 2.3).

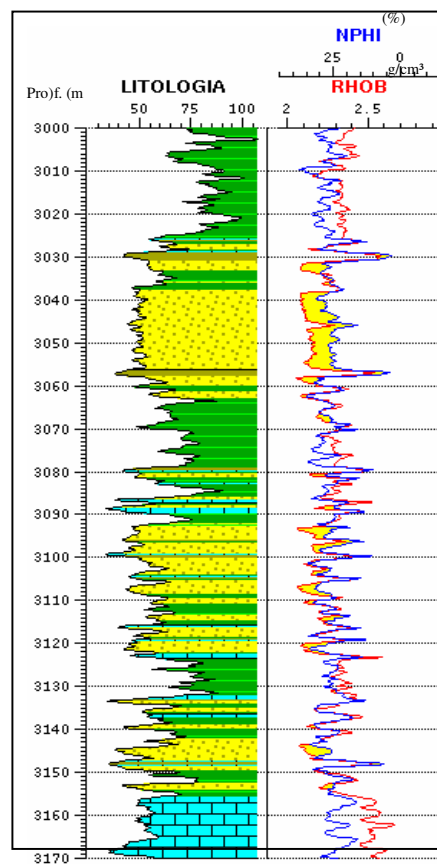


Figura 2.3: Efeito **Cross-Over** (em amarelo no cruzamento das curvas de ϕ_N e ρ_B) indicando zonas com HC. Queda considerável de ϕ_N (redução do índice de hidrogênio) e ρ_B .

2.2 Caracterização de Eletrofácies

Segundo Serra (1986), o prefixo “eletro” foi adicionado à palavra “fácies” (dando origem ao termo “eletrofácies”), para indicar a associação de “fácies litológica” à leitura de perfis geofísicos de poços.

Assim, as eletrofácies representam intervalos em profundidade, os quais exibem respostas mais ou menos constantes nos perfis geofísicos de poços.

Dentro do contexto de rocha sedimentar, a maioria dos autores define o termo “fácies” como sendo um indicador do aspecto (a "face") da rocha. Ou seja, uma fácies caracteriza um tipo de rocha ou de uma associação de rochas (litotipo), considerado qualquer aspecto genético, composicional, químico ou mineralógico, morfológico, estrutural ou textural, distintivo para fins de referência em um estudo geológico.

De uma maneira geral, todo o perfil de poço fornece algum tipo de informação sobre a composição mineral, a textura, a presença de estruturas sedimentares etc., do meio físico que está sendo investigado (Cruz, 2003). Em outras palavras, cada curva de perfil de poço fornece uma fotografia espectral sobre as propriedades das rochas que estão sendo investigadas.

Os recursos computacionais existentes na atualidade, associados às ferramentas de estatística multivariada, permitem detectar eletrofácies por meio da análise conjunta de dados de perfis geofísicos de poços e de descrições de testemunhos e estabelecer estudos aprofundados sobre a litologia que está sendo investigada.

No caso dos poços amostrados por perfil, cabe lembrar que cada poço representa um conjunto de amostras dispostas em profundidade, as quais, neste estudo, são denominadas por amostras “z”, sendo que cada amostra “z” está associada a um conjunto de medidas de perfis (ϕ N, pb, Dt, Raios Gama etc.).

Essas amostras (representadas por n variáveis) encontram-se distribuídas no espaço com n dimensões. Assim, uma eletrofácies pode ser compreendida como sendo um agrupamento (“cluster”) de amostras “z” no espaço n -dimensional, como mostrado pela Figura 2.4.

O significado geológico desses agrupamentos pode ser previamente indicado, caso existam informações litológicas diretas (p. ex., descrição de testemunhos) sobre o meio físico analisado. Do contrário, quando não existem informações litológicas prévias, o significado geológico das eletrofácies deve ser extraído apenas dos perfis dos poços (Cruz, 2003).

Contudo, independentemente da existência ou não de informações litológicas prévias, é importante ressaltar que as eletrofácies consistem em uma representação numérica do empilhamento litológico referente ao poço mapeado por perfis (Rider, 2000). E o resultado dessa representação numérica (eletrofácies) muitas vezes se conflita com as descrições litológicas de testemunhos, as quais se baseiam em características macroscópicas e nem sempre correspondem às variações petrofísicas das rochas analisadas.

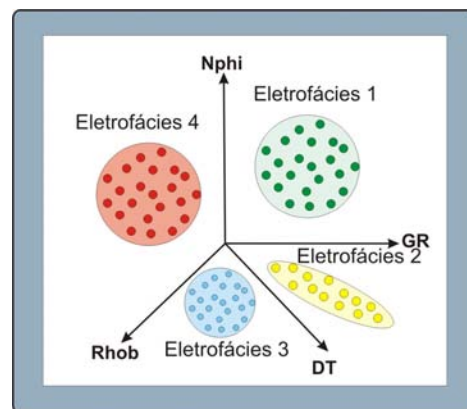


Figura 2.4—Agrupamentos (*clusters*) de eletrofácies, dispostas no espaço *n*-dimensional.

De uma maneira geral, a caracterização de eletrofácies pode ser conduzida por meio dos roteiros mostrados na Figura 2.5, cujos caminhos se diferenciam pelo tipo de informação disponível no início do estudo.

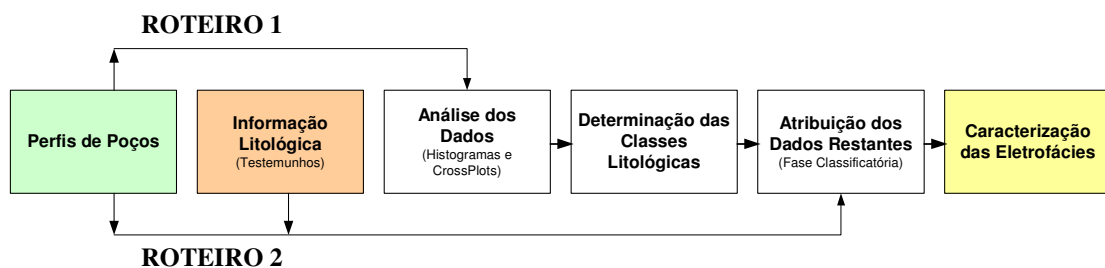


Figura 2.5: Fluxograma apresentando os roteiros utilizados para a caracterização de Eletrofácies

O Roteiro 1 representa o estudo de caracterização de eletrofácies, com base apenas em elementos oriundos dos perfis geofísicos de poços, os quais constituem dados indiretos de investigação geológica. Como pode ser observado na Figura 2.5, o estudo se inicia pela análise dos dados dos perfis geofísicos de poços por meio de histogramas e de gráficos de dispersão

(*crossplots*). A obtenção do número de classes de eletrofácies ocorre por meio da análise desses gráficos de dispersão e histogramas, onde se procuram detectar visualmente os agrupamentos das amostras multivariadas (z), dispostas no espaço multidimensional e consequentemente, as classes distintas de eletrofácies. Nesta etapa, são caracterizadas as n classes de eletrofácies identificadas no conjunto de dados z . Em seguida, inicia-se um processo de atribuição, por meio de um método de classificação para as amostras restantes (não agrupadas), conforme o número de classes definido na etapa anterior, gerando um mapeamento de eletrofácies para todo o conjunto de dados utilizado no estudo.

No Roteiro 2 (Figura 2.5), além dos dados de perfis, utiliza-se de informações litológicas prévias (descrição de testemunhos), fornecidas pelo geólogo e adquiridas por meio de métodos diretos de investigação. O estudo se inicia a partir da etapa de classificação (Figura 2.5), pois o número de classes de eletrofácies é definido previamente, por meio do resultado da descrição de testemunhos, fornecida pelo geólogo.

O próximo item apresenta uma explicação detalhada dos roteiros para o estudo de caracterização de eletrofácies, mostrados na Figura 2.5.

2.2.1 Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis geofísicos de poços

A Figura 2.6 mostra o fluxograma detalhado dos passos para se conduzir um estudo, utilizando-se apenas perfis geofísicos de poços.

No início do estudo, os dados dos perfis geofísicos de poços devem ser submetidos a uma avaliação geral, levando-se em conta que alguns deles podem ser afetados por problemas de poço, o que pode influenciar na qualidade da informação.

A regularidade da parede do poço, por exemplo, a qual pode ser avaliada pelo Perfil Calibre (ou *caliper*), é uma informação importante, pois afeta principalmente a qualidade das medições das ferramentas do perfil sônico e do perfil de densidade. Nesta etapa, informações sobre anomalias relacionadas a algum tipo de litologia também são importantes para que se possam considerar tais efeitos na interpretação do perfil que é afetado pela referida anomalia.

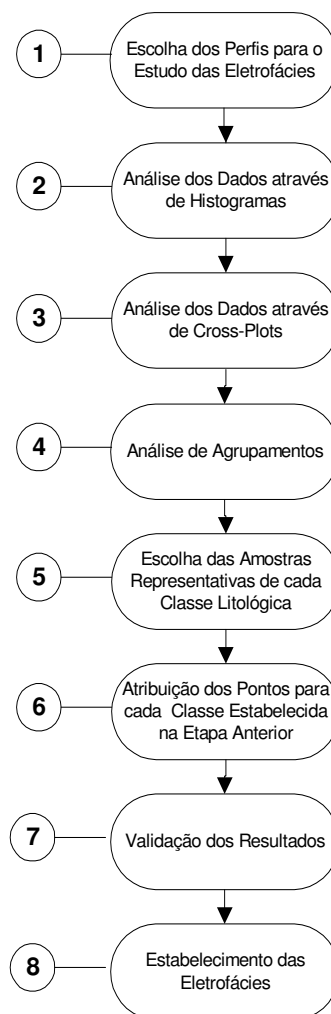


Figura 2.6 – Fluxograma de atividades para o estudo das eletrofácies por meio de perfis geofísicos de poços.

2.2.1.1 Escolha dos Perfis

Como pode ser observado na Figura 2.6, o estudo se inicia com a escolha do conjunto de perfis a ser utilizado na caracterização das eletrofácies da área em análise.

Nesta etapa, o geólogo deve escolher os perfis mais discriminantes em relação aos atributos importantes para o estudo a ser conduzido. Nesse sentido, nunca se deve eleger o mesmo conjunto de perfis para discriminar diferentes características das rochas. Em outras palavras, nos estudos em que é necessário observar contrastes de permeabilidade, por exemplo,

deve-se utilizar perfis específicos para a detecção desses atributos, os quais muitas vezes não se aplicam aos estudos puramente litológicos.

De início, deve-se escolher três ou quatro tipos básicos de perfis. A decisão pela exclusão de algum deles ou pela inclusão de outros deve ser feita por meio de métodos de validação de resultados.

2.2.1.2 Análise dos Dados de Perfil por meio de Histogramas

A verificação do conjunto de valores de um perfil por meio de histogramas objetiva detectar possíveis tendências associadas ao conjunto de dados. Por intermédio desta análise é possível, por exemplo, que se possa detectar e separar as classes de rochas reservatório das não-reservatório. A utilização dos histogramas é mostrada com maior detalhe no Anexo 6.

2.2.1.3 Análise dos Dados por meio de Gráficos de Dispersão

Ao se correlacionar dois diferentes conjuntos de dados em relação aos eixos ortogonais x e y por meio de gráficos de dispersão (*crossplots*), a série de pontos resultantes pode definir a relação existente entre as duas variáveis ou ainda definir os campos que representam os limites superior e inferior de cada uma das variáveis. A utilização dos gráficos de dispersão é mostrada com maior detalhe no Anexo 6.

2.2.1.4 Análise de Agrupamentos

Nesta etapa, o objetivo é identificar a existência de agrupamentos de pontos (*clusters*), representados pelo cruzamento das diversas variáveis utilizadas no estudo (ϕ N, ρ B, Rg, Dt etc.). Para tanto, aplicam-se técnicas multivariadas que, por meio de associações matemáticas entre as características estatísticas das populações de dados, identificam agrupamentos no espaço n-dimensional. Esses agrupamentos passam a representar as amostras mais representativas das eletrofácies identificadas no conjunto de dados. A Análise de Agrupamentos é discutida em maior detalhe no Anexo 6.

2.2.1.5 Escolha das Amostras Representativas de cada Classe Litológica

Durante a rotina de identificação das eletrofácies, descrita no parágrafo anterior, ocorre o mapeamento dos agrupamentos que colecionam os pontos mais representativos de cada classe de rocha identificada no conjunto de dados. Entretanto, vale lembrar que esta etapa de identificação de eletrofácies recebe diversos direcionamentos qualitativos, resultantes da interpretação efetuada pelo condutor do estudo. Assim, o direcionamento em relação ao número de classes desejado depende de interpretações prévias e de informações sobre o modelo geológico adotado. Consequentemente, o nível de incertezas atrelado aos resultados do levantamento de eletrofácies será maior quanto menor for o volume de informações prévias disponíveis para direcionar o estudo. Dessa forma, os estudos realizados em áreas pioneiras e conduzidos com base apenas em perfis de poço apresentam um nível de incertezas máximo, o qual deve diminuir à medida que se introduzem informações adicionais (por exemplo, descrição de testemunhos, perfuração de outros poços etc.), conforme a extensão exploratória da área ou o desenvolvimento do campo petrolífero.

2.2.1.6 Atribuição dos Pontos Restantes para as n Classes Litológicas Identificadas

Após a etapa de reconhecimento das n classes litológicas (amostras de eletrofácies) identificadas no conjunto de dados por meio dos passos até aqui descritos, inicia-se a fase de atribuição dos pontos restantes, localizados fora dos agrupamentos. Trata-se de uma etapa de classificação, em que cada ponto é alocado para a classe que apresenta maior probabilidade de contê-lo.

2.2.1.7 Validação dos Resultados

Ao término da etapa classificatória, onde todos os pontos do conjunto de dados são atribuídos às classes litológicas identificadas previamente, torna-se necessário realizar a convalidação dos resultados. Esta etapa é freqüente nos estudos que envolvem estatística multivariada, no sentido de avaliar a confiabilidade dos parâmetros estimados.

Na validação direta, uma vez realizada a distribuição dos pontos para cada classe litológica, as amostras de eletrofácies (ou classes) são retiradas do conjunto e separadas como pontos não alocados. Em seguida, faz-se a atribuição dessas amostras, por intermédio do mesmo método classificatório, e verifica-se o resultado. Consequentemente, a eficiência do método de classificação utilizado pode ser avaliada pelo percentual de amostras que caem corretamente, nas classes por ele definidas. A principal crítica que se faz a esse método é relacionada ao fato de que o mesmo subestima o erro, por utilizar as mesmas amostras tanto para construir a classificação quanto para avaliar seus resultados.

Na validação cruzada, retira-se uma amostra de cada uma das classes de eletrofácies, anteriormente à escolha de um dos métodos de classificação. Em seguida, essas amostras são reatribuídas por meio do método de classificação escolhido. A eficiência do método é avaliada conforme o índice de acerto dessas amostras nas suas classes de origem.

A validação cruzada é mais pessimista que a direta. Porém, seus resultados são mais confiáveis. No caso da abordagem paramétrica e segundo as hipóteses linear e quadrática, a validação cruzada só é interessante se o número de dados não for muito grande. Isto porque, para conjuntos com muitos dados, ao se retirar um deles para realizar a validação cruzada, o impacto é muito pequeno nos cálculos da média e da covariância. Já no caso não paramétrico, a remoção de apenas um dado pode afetar as estimativas da função densidade entre as classes.

Vale lembrar que na hipótese paramétrica quadrática (covariância diferente para cada classe litológica), é necessário que se tenha muitos dados por classe. Dessa forma, quando houver poucos dados por classe, a hipótese paramétrica linear (mesma covariância para cada classe litológica) é a mais recomendada.

Para que se tenha uma idéia numérica das quantidades de dados mencionadas nos parágrafos anteriores, nos estudos que utilizam quatro perfis geofísicos de poços (variáveis), por exemplo, é necessário que existam ao menos dez dados por classe para a utilização da hipótese

paramétrica linear, cerca de trinta dados por classe para a hipótese paramétrica quadrática e cerca de cem dados por classe para a hipótese não paramétrica. Nesse sentido, o geólogo tem que optar por uma dessas abordagens (a paramétrica linear, a quadrática ou a não paramétrica), de acordo com a faixa de erro tolerável para os resultados do estudo. Na zona dos reservatórios, por exemplo, deve-se esperar uma faixa de erro menor que para as zonas sem interesse petrolífero.

No caso da utilização da abordagem paramétrica linear, existem outras ferramentas para avaliar o desempenho do método classificatório em relação aos perfis geofísicos de poços utilizados no estudo. Nesse sentido, utiliza-se o Teorema de Huygens (Davis, 2002) para avaliar a informação adicionada por cada uma das variáveis (perfis geofísicos de poços) que vão sucessivamente sendo introduzidas no estudo.

2.2.2 Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis Geofísicos de Poços e de Descrição de Testemunhos

Como mostrado na Figura 2.5, este estudo se inicia a partir da etapa de classificação, pelo fato de que o número de classes litológicas é estabelecido previamente pela descrição de testemunho, fornecida pelo geólogo. Dessa forma, algumas etapas tornam-se dispensáveis neste tipo de estudo. Os outros passos são executados da mesma forma que no Roteiro 1 (Figura 2.5), já que este estudo também inclui a utilização de perfis geofísicos de poços.

A Figura 2.7 ilustra os passos executados durante este estudo e realça na cor azul as etapas que não necessitam ser executadas durante essa rotina.

É importante lembrar que as testemunhagens, por se tratarem de operações extremamente caras, normalmente são realizadas apenas nos intervalos de interesse das zonas investigadas para estudos petrolíferos e por esse motivo, não amostram todas as litologias presentes na seção atravessada pelo poço. Nesse sentido, vale ressaltar que a caracterização de eletrofácies, a qual integra informações de rocha e perfil, por definir as classes litológicas baseando-se em descrições de testemunhos, pode inferir algumas interpretações errôneas para as litologias localizadas nas regiões externas à seção testemunhada.

Isto se explica pelo fato de que podem haver outras classes litológicas bastante distintas daquelas encontradas nos testemunhos, as quais não foram amostradas por se localizarem em intervalos de menor interesse petrolífero.

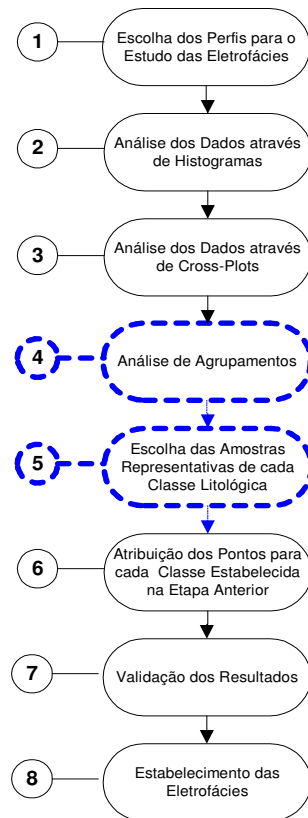


Figura 2.7 – Fluxograma de atividades para o estudo das eletrofácies, o qual inclui informações de rocha e perfil. As etapas em pontilhado azul são desnecessárias neste tipo de abordagem pelo fato da existência de informação litológica prévia.

Dessa forma, quando houver a necessidade de se obter resultados mais precisos da caracterização litológica nos intervalos de menor interesse, torna-se necessária a utilização de outras fontes de dados diretos, tais como amostras de calha e amostras laterais, no sentido de melhorar a informação sobre o número de classes litológicas estabelecidas no início do estudo. Além disso, recomenda-se que as duas rotinas sejam executadas concomitantemente, com o objetivo de analisar a compatibilização entre as informações oriundas das duas abordagens. Nesse sentido, vale lembrar que podem existir classes de rochas, as quais não são discriminadas durante a caracterização de eletrofácies por perfis, pelo fato de que seus dados apresentam alta dispersão (não se agrupam) no espaço n -dimensional. Tal falha pode ser corrigida pelo

reconhecimento dessas litologias por meio de informações oriundas de testemunhos. Essas informações melhoram a precisão dos estudos de caracterização de eletrofácies realizados apenas por perfis geofísicos de poços e corroboram a necessidade da utilização das duas abordagens, sempre que houver disponibilidade de informações para que as mesmas possam ser aplicadas simultaneamente.

Um outro aspecto importante está relacionado ao fato de que os roteiros mencionados nesta revisão refletem procedimentos conceituais extraídos da literatura pesquisada neste estudo. Durante a aplicação dos mesmos, observa-se que existem algumas dificuldades em se associar informações litológicas diretas, oriundas da análise sequencial de testemunhos, àquelas obtidas dos perfis geofísicos de poços. Essas dificuldades são apontadas no objetivo deste estudo e constituem a motivação do mesmo.

Capítulo 3

Metodologia Empregada

Aspectos Gerais

Por intermédio da explanação detalhada da rotina de caracterização de eletrofácies, com base em perfis e em amostras de testemunhos, e da detecção das divergências apontadas anteriormente, quando da utilização conjunta desses dados, o método aqui proposto visa apresentar soluções que objetivam estabelecer uma compatibilização entre as classes litológicas definidas macroscopicamente, pela análise seqüencial de testemunhos, em classes de eletrofácies com representatividade em perfis.

Nesse sentido, são propostas algumas rotinas de análise de dados, as quais empregam interpretações geológicas de caráter qualitativo, associadas à aplicação de ferramentas estatísticas quantitativas.

Os roteiros que se seguem visam desenvolver estudos de eletrofácies que correspondem aos primeiros passos da criação dos modelos litológicos, restritos aos intervalos testemunhados dos poços de petróleo, cujos objetivos estão ligados aos interesses da atividade de caracterização petrofísica de reservatórios petrolíferos.

3.1 Descrição do Método

No sentido de cumprir os objetivos estabelecidos neste estudo, o presente método propõe que sejam realizadas as etapas mostradas na Figura 3.1, para a condução da

caracterização de eletrofácies por meio de informações diretas de rocha (testemunhos), conjuntamente com dados de perfis geofísicos de poços.

Entretanto, vale ressaltar que os passos aqui propostos se resumem ao tratamento dos dados referentes aos intervalos testemunhados dos poços utilizados neste estudo e que os resultados obtidos devem servir de base para as interpretações das litologias presentes nos intervalos dos poços os quais são mapeados apenas por perfis.

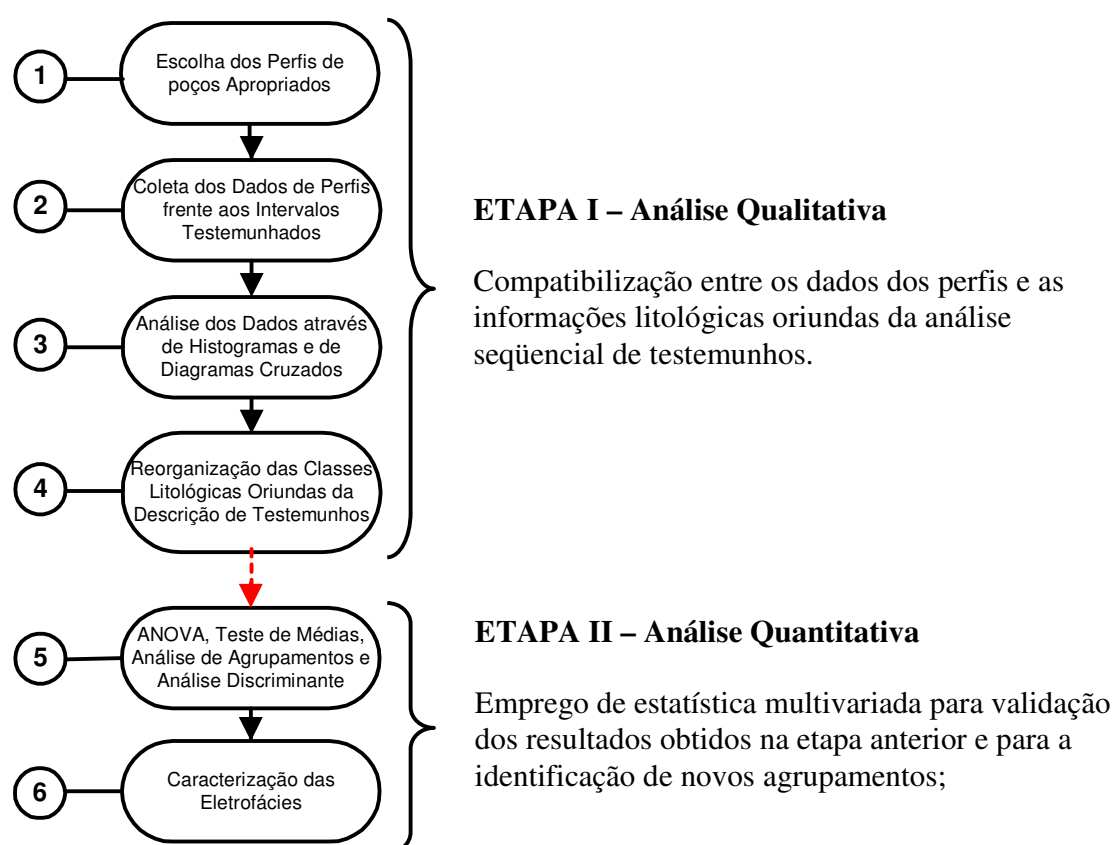


Figura 3.1 Fluxograma com os passos do método de trabalho proposto neste estudo.

Como pode ser observado na Figura 3.1, a Etapa I deste método estabelece uma sequência de quatro passos, os quais incluem análises de caráter qualitativo.

A rotina se inicia com a escolha dos perfis a serem utilizados no estudo de caracterização de eletrofácies (Passo 1) (Figura 3.1). Como mencionado anteriormente, nesta fase do trabalho, deve-se escolher os perfis mais discriminantes em relação aos atributos importantes para o estudo a ser conduzido.

No estudo de caso mostrado no Capítulo 4, cujo objetivo é a caracterização de litologias com base em seus atributos petrofísicos, são utilizados os perfis ρ_B , ϕ_N , Rg e Dt.

No caso dos perfis de raios gama (Rg), sua aplicação neste estudo está relacionada à indicação de litologias (folhelhos e não folhelhos) e à avaliação do conteúdo argiloso presente nas rochas reservatório. O perfil sônico é utilizado para avaliar a porosidade das litologias e auxiliar a classificação das mesmas com base em seus atributos permoporosos. Da mesma forma, o perfil de densidade é empregado para a avaliação da porosidade das formações, além de auxiliar na identificação de diversos tipos de minerais (evaporíticos, p. ex.) e na avaliação da argilosidade dos arenitos. O perfil de nêutrons é também um perfil de avaliação de porosidade e sua utilização contribui na investigação das características permoporosas das rochas analisadas, auxiliando na distinção entre as rochas reservatório e as não-reservatório.

A escolha desse grupo de perfis auxilia na associação entre tipos litológicos e as características permoporosas do meio físico. Por meio dessa associação, torna-se possível a separação das classes litológicas com base em suas características petrofísicas, fato que constitui o foco deste estudo de caracterização de eletrofácies.

Em seguida, efetua-se a coleta dos dados de perfis frente aos intervalos testemunhados (Passo 2) (Figura 3.1), com o objetivo de se associar o conjunto de dados extraídos dos perfis ao intervalo testemunhado e, posteriormente, analisar esses dados por meio de histogramas e de gráficos de dispersão entre as variáveis (perfis) utilizadas no estudo. Nesta fase, é feita a correlação dos intervalos testemunhados com os perfis geofísicos de poços utilizados no estudo, com o objetivo de se obter os dados dos perfis adquiridos frente às classes de rochas identificadas nos testemunhos. Vale lembrar que os testemunhos são amostras registradas na profundidade medida pelo sondador, durante a perfuração do poço, a qual nem sempre coincide com a profundidade dos perfis. Nesse sentido, faz-se necessário o ajuste das profundidades dos intervalos testemunhados com aquelas informadas nos perfis dos poços, uma vez que as classes litológicas descritas nos testemunhos devem ser correlacionadas com os dados dos perfis.

Ao término desses passos, os resultados são analisados qualitativamente, por meio de deduções com base em conceitos geológicos, auxiliados por ferramentas estatísticas básicas (uni e bi variadas), com o objetivo de se identificar as classes litológicas com representatividade em perfis. Esta etapa corresponde ao ajuste entre as informações oriundas dos testemunhos e aquelas extraídas dos perfis. Nesta fase, os dados dos perfis, coletados na fase anterior, são

submetidos, primeiramente, à análise por meio de histogramas e, posteriormente, à análise por meio de gráficos de dispersão.

Como observado anteriormente, os histogramas constituem ferramentas bastante úteis para a apresentação e a exploração dos dados nas fases iniciais das análises estatísticas, particularmente quando se trabalha com uma única variável. De início, confeccionam-se histogramas referentes a toda seção perfilada do poço, em relação a cada perfil incluído no estudo, com o objetivo de se detectar possíveis tendências associadas ao conjunto completo de dados, além de se obter uma idéia da distribuição de frequências dos mesmos. Em seguida, elaboram-se histogramas com os dados referentes ao intervalo testemunhado, no sentido de se observar se existem indicações das classes litológicas reconhecidas nos testemunhos, referentes a cada um dos perfis utilizados.

Após a análise por histogramas, os quais constituem gráficos univariados, inicia-se uma fase de análise por meio de gráficos de dispersão, os quais possibilitam realizar a correlação entre duas variáveis.

Como observado no capítulo anterior, ao se correlacionar dois diferentes conjuntos de dados em relação aos eixos x e y , a série de pontos resultantes pode definir a relação existente entre as duas variáveis ou ainda, definir os campos que representam os limites superior e inferior de cada uma das variáveis (Rider, 2000).

Dessa forma, confeccionam-se gráficos de dispersão entre todos os perfis utilizados no estudo. Nesta fase, é possível que se identifique nos gráficos de dispersão algumas classes litológicas estabelecidas pela descrição dos testemunhos. O objetivo é observar o nível de correlação que os dados de cada classe litológica apresentam, quando do cruzamento das diversas variáveis (perfis) utilizadas no estudo. Por intermédio dessas análises pode-se, por exemplo, observar as classes litológicas que apresentam boa representatividade em perfis e que, portanto, constituem classes de eletrofácies. Da mesma forma, observam-se as classes de rochas que se distribuem de maneira dispersa no espaço bidimensional e que não podem ser identificadas em perfis. Portanto, nesta fase surgem as primeiras evidências, as quais servem como base para a reclassificação das litologias, com base em suas características oriundas dos perfis.

Ao final da Etapa I, obtém-se uma reorganização dos tipos litológicos informados no início do estudo. Esta se constitui de classes litológicas as quais possuem representatividade em

perfis e seus limites refletem as mudanças nas propriedades petrofísicas das litologias de cada classe. Este resultado representa o ajuste entre as informações de testemunhos e as de perfis geofísicos de poços, com base em inferências de caráter qualitativo.

Na Etapa II, efetua-se uma seqüência de análises estatísticas multivariadas sobre a classificação obtida ao final da Etapa I, as quais incluem a Análise de Variância, o Teste de Médias e a Análise Discriminante, para que se possam avaliar quantitativamente esses resultados. Além disso, realiza-se a prospecção de novos agrupamentos, ou classes litológicas, com base apenas em perfis e por meio da ferramenta estatística multivariada denominada Análise de Agrupamentos em dois passos, para que se possam comparar essas classificações com as obtidas na Etapa I. Da mesma forma, essas classificações oriundas da Etapa II também são avaliadas quantitativamente pela Análise de Variância, pelo Teste de Médias e pela Análise Discriminante. A Figura 3.2 mostra a seqüência de eventos realizada nesta etapa.

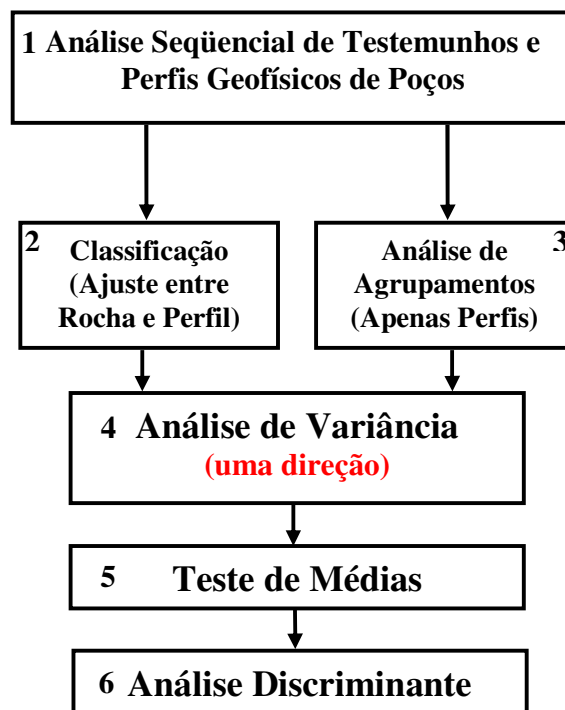


Figura 3.2 Seqüência de análises estatísticas realizadas na Etapa II.

Na Figura 3.2, a caixa superior (item 1) representa as fontes de dados, ou seja, a classificação oriunda da Análise Sequencial de Testemunhos e os perfis utilizados neste estudo.

A caixa localizada abaixo, à esquerda (item 2), relaciona-se ao reagrupamento oriundo da correlação entre rocha e perfil (Etapa I da Figura 3.1). Em relação a este grupo, vale lembrar que o ajuste que gera esta classificação é realizado com bases qualitativas, ou seja, por meio da análise de histogramas, de gráficos de dispersão e de interpretação geológica.

A caixa da direita (item 3) (Figura 3.2) refere-se às classificações geradas por meio da técnica estatística multivariada, denominada Análise de Agrupamentos em dois passos, a qual consiste em reagrupar uma variável categórica que é previamente agrupada. Neste caso, o objetivo é reagrupar as variáveis categóricas, ou seja, as classes litológicas, definidas pela descrição de testemunhos. Essas n litologias são caracterizadas por variáveis contínuas (perfis R_g , ρ_B , ϕ_N e D_t), as quais são coletadas frente aos seus intervalos de ocorrência, dentro do intervalo testemunhado. Vale lembrar que esta técnica reagrupa as classes de litologias descritas em testemunhos, por meio das similaridades estatísticas observadas em suas variáveis contínuas, ou seja, os dados de perfis coletados frente aos seus intervalos de ocorrência. Por intermédio dessa técnica, vários agrupamentos podem ser gerados, em termos de números de classes litológicas. Consequentemente, esta técnica permite que se criem agrupamentos com número de classes litológicas similares àquele obtido através dos passos da Etapa I (Figura 3.2), o qual representa o ajuste entre as classes descritas em testemunhos e aquelas reconhecidas nos perfis. Dessa forma, pode-se comparar os resultados entre a classificação qualitativa, gerada pelos passos da Etapa I (Figura 3.1) e a classificação estatística (quantitativa), gerada pela Análise de Agrupamentos.

Até este ponto, têm-se, portanto, no mínimo três classificações litológicas, sendo que a primeira delas apresenta o maior número de classes de rochas e é oriunda da análise sequencial de testemunhos (Figura 3.2) (item 1). A segunda (Figura 3.2) (item 2), apresenta um menor número de classes litológicas, visto que muitas das classes da classificação anterior (testemunhos) foram reagrupadas, por meio de critérios analíticos e qualitativos, conforme as suas representatividades nos perfis. O terceiro bloco de classificações, oriundo da Análise de Agrupamentos (Figura 3.2) (item 3), apresenta uma classificação com o mesmo número de

grupos litológicos gerado na Etapa I (Figura 3.1) do método proposto neste estudo, além de outras com menor ou maior número de grupos.

Na etapa seguinte, efetua-se a Análise de Variância em uma direção (*one way ANOVA*) e o Teste de Médias para as classificações mostradas na Figura 3.2 (itens 2 e 3). Esses testes são aplicados com o objetivo de se comparar os grupos por meio de cada uma das quatro variáveis (Rg, ρB , ϕN e Dt) utilizadas no estudo. A Análise de Variância em duas direções (*two way ANOVA*) não foi utilizada neste estudo pelo fato de haver grande variabilidade lateral entre as litologias (fatores diagenéticos) em relação a cada um dos três poços analisados. Nesse sentido, acredita-se que melhores resultados possam ser obtidos por meio do emprego de técnicas geoestatísticas, as quais não foram abordadas neste estudo.

A Análise de Variância em uma direção realiza um teste de variância para uma variável dependente quantitativa (cada um dos perfis Rg, ρB , ϕN e Dt), considerando-se um único fator variável (grupos). Essa análise testa, através de um valor P, se há diferença entre os fatores (grupos). O valor P é uma probabilidade e, portanto, varia entre zero e um. Se P é menor que 0,05, rejeita-se a hipótese de igualdade entre os grupos.

Após determinar se existem ou não diferenças entre os grupos, a comparação entre as médias (Análise de Médias) pode determinar quais grupos diferem entre si em relação a cada uma das variáveis (Rg, ρB , ϕN e Dt). Essas diferenças também são testadas por meio do valor P e, mais uma vez, a hipótese de igualdade é rejeitada se P for menor que 0,05.

Após a realização da Análise de Variância e da Análise de Médias sobre os reagrupamentos de classes litológicas (classificações) oriundos da Análise sequencial de testemunhos (Figura 3.2), efetua-se a aplicação da técnica estatística denominada Análise Discriminante sobre essas classificações. A Análise Discriminante é bastante útil para avaliar a melhor discriminação dentre as classificações realizadas pela Análise de Agrupamentos em Dois Passos e aquela gerada na Etapa I (Figura 3.1).

Ao término dos passos mostrados pela Figura 3.2, têm-se os diversos resultados referentes à caracterização de eletrofácies por meio da utilização de dados de rocha e de perfis. Estes podem ser discutidos em termos de qualidade, com base nos resultados quantitativos obtidos das análises estatísticas.

Capítulo 4

Estudo de Caso

Aspectos Gerais

Neste capítulo, realiza-se a aplicação das etapas do método proposto neste estudo (Figura 3.1), para o conjunto de dados de perfis e de testemunhos dos poços 3-NA01A-RJS, 3-NA02-RJS e 4-RJS-42, do Campo Escola de Namorado, localizado na Bacia de Campos.

Dos cinquenta e seis poços disponíveis no acervo de dados do Campo Escola de Namorado, apenas vinte e três apresentam amostras de testemunhos. Dentre esses vinte e três, apenas doze são verticais e o restante direcional, sendo que não se dispunham das informações verticalizadas desses poços. Dentre os doze verticais, optou-se por trabalhar com apenas três, pelo fato de que os mesmos apresentam certa similaridade litológica (rochas siliciclásticas, com pouco conteúdo carbonático, presente apenas na área do 3-NA02-RJS), além de se alinharem em uma direção longitudinal ao campo (SW-SE) (Figura 4.2) e incluírem as principais litologias relacionadas às zonas dos reservatórios do Campo de Namorado. Os outros poços verticais e testemunhados, disponíveis para o estudo, ora se apresentaram muito complexos em relação ao número de classes litológicas presentes em testemunhos, ora se mostravam incompletos em relação às principais litologias (reservatórios) ou em relação a alguma variável (perfis). Nesse sentido, e para efeito de teste do método, optou-se por escolher poços com maior conteúdo litológico de origem siliciclástica, deixando-se os intervalos mais carbonáticos para uma outra etapa de testes, a qual não será incluída neste estudo.

A Figura 4.1 mostra a base de dados utilizada neste estudo, a qual inclui três poços verticais, amostrados por testemunhos e mapeados pelos perfis de Raios Gama, Sônico, de Densidade e de Nêutrons.

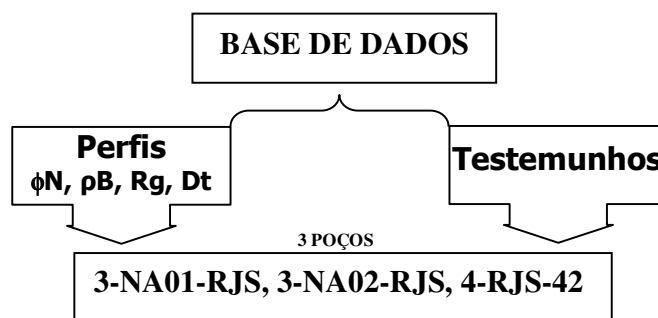


Figura 4.1: Apresentação do conjunto de dados utilizados para o estudo de caracterização de eletrofácies.

Primeiramente, o método é testado para o poço 3-NA02-RJS (Figura 4.2, seta vermelha), no sentido de se gerar um resultado detalhado da sua aplicação. Posteriormente, o estudo se estende aos poços 3-NA01A-RJS e 4-RJS-42, sendo que a interpretação qualitativa (rocha-perfil) desses dois poços é feita de maneira resumida, dando-se ênfase à aplicação quantitativa. Os resultados são avaliados conjuntamente, no Capítulo 5.

Os três poços incluídos neste estudo se localizam nas seguintes regiões do Campo de Namorado, conforme mostra a Figura 4.2:

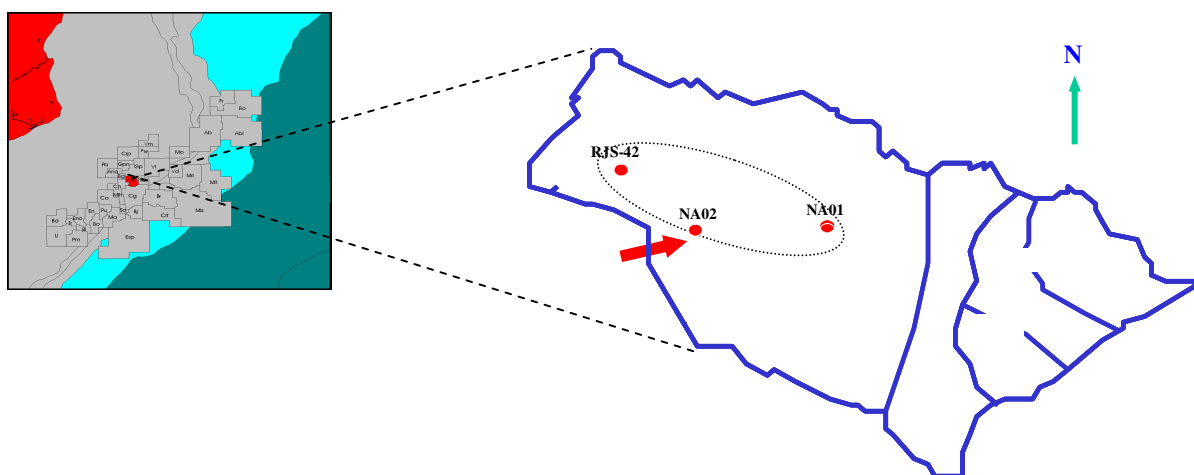


Figura 4.2: Mapa do Campo de Namorado, mostrando os três poços verticais incluídos neste estudo, com ênfase para o poço 3-NA02-RJS.

O conjunto de perfis utilizados neste estudo não inclui os perfis de calibre (*caliper*) dos poços. Porém, segundo informações oriundas do acervo de dados fornecido pela ANP sobre o Campo Escola de Namorado, constatou-se que todos os poços analisados apresentam-se sob boas condições mecânicas em relação às suas paredes. Este fato contribui para a boa qualidade dos perfis que podem ser afetados pelo efeito de arrombamento nas paredes dos poços, dentre eles o perfil de densidade e o sônico.

Vale lembrar que os reservatórios do Campo de Namorado são constituídos por arenitos com predominância de grãos de feldspato alcalino (arenitos arcoseanos) em seus arcabouços, o que lhes confere uma emissão de radioatividade natural acima dos padrões normais para os arenitos líticos ou para aqueles constituídos predominantemente por quartzo, devido à presença de potássio na composição química dos feldspatos alcalinos. Dessa forma, espera-se que, mesmo nos intervalos com pouca ou nenhuma argilosidade, as curvas dos perfis de raios gama devem exibir valores acima do esperado para arenitos limpos, podendo induzir a interpretações litológicas errôneas, caso essa característica não seja observada.

A revisão dos conceitos sobre a geologia da Bacia de Campos e, particularmente, do Campo de Namorado é mostrada no Anexo 1.

4.1 Aplicação do Método para o Poço 3-NA02-RJS

Nesta seção, realiza-se a aplicação do método proposto neste estudo, para o conjunto de dados (rocha e perfil) do poço 3-NA02-RJS.

Como mencionado no Capítulo 3, o método de trabalho aqui proposto, pretende conduzir o estudo de eletrofácies por intermédio de duas etapas, descritas na Figura 3.1 do capítulo anterior:

(i) Na Etapa I, efetuam-se os ajustes entre as informações oriundas dos testemunhos e àquelas extraídas dos perfis (Análise Qualitativa), no sentido de se estabelecer uma compatibilização entre o número de classes litológicas, identificado por meio dessas duas fontes de dados. Ao final desta etapa, obtém-se uma nova classificação para os tipos litológicos informados inicialmente, a qual corresponde ao conjunto de classes de rochas que possui

representatividade nos perfis incluídos no estudo, cujos limites refletem as mudanças nas propriedades petrofísicas das litologias de cada classe.

(ii) Na Etapa II, realiza-se uma sequência de análises de caráter quantitativo sobre os dados dos perfis, referentes ao intervalo testemunhado. De início, aplica-se a técnica estatística da Análise de Agrupamentos em dois passos, a qual gera reagrupamentos das classes litológicas identificadas nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS. Em seguida, aplica-se a Análise de Variância e do Teste de Médias sobre a classificação resultante da Etapa I do método e também sobre aquelas oriundas da Análise de Agrupamentos. E, por fim, aplica-se a técnica da Análise Discriminante sobre os resultados da Análise de Agrupamentos, obtida na etapa anterior, e também sobre a classificação litológica gerada na Etapa I. Os resultados obtidos nessa sequência de análises estatísticas geram subsídios para que se possa avaliar a qualidade das classificações geradas nas duas etapas do método.

4.1.1 Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 3-NA02-RJS

A Figura 4.3 mostra os resultados da análise sequencial de testemunhos para o poço 3-NA02-RJS.

Como pode ser observado na Figura 4.3, a litologia 8 constitui o principal reservatório da sequência de rochas analisadas no poço 3-NA02-RJS, apresentando fortes indícios de hidrocarbonetos em todo o intervalo testemunhado.

As litologias 10 e 15 apresentam indícios pontuais de hidrocarbonetos, podendo ser interpretadas como reservatórios secundários. As litologias 12, 14 e 16 apresentam características, tanto macroscópicas como em perfis, de rochas não-reservatório. E as litologias 9 e 21, apresentam algum volume poroso em perfis, mas são descritas macroscopicamente como litologias completamente cimentadas. Apenas a litologia 21 apresenta indícios pontuais de hidrocarbonetos nos testemunhos analisados (Figura 4.3).

Como mencionado anteriormente, observa-se que a litologia 8, a qual constitui um arenito médio, bem selecionado e de composição arcoseana, apresenta as melhores

características permoporosas e, portanto, representa o principal reservatório referente ao intervalo testemunhado.

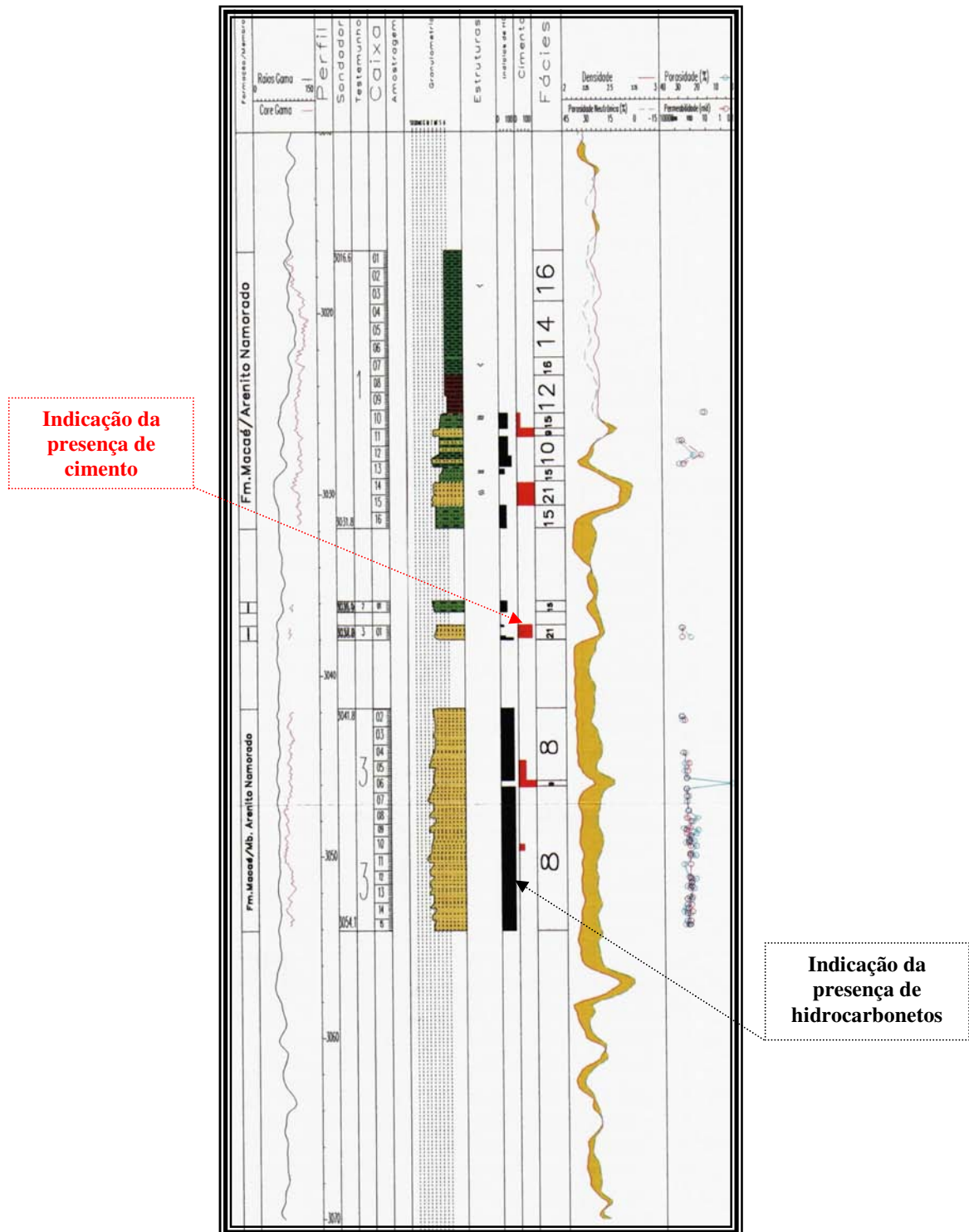


Figura 4.3: Análise seqüencial de testemunhos do poço 3-NA02-RJS (Fonte: CDs do Campo Escola de Namorado – Acervo ANP).

As boas características petrofísicas deste arenito são confirmadas pelo comportamento das curvas dos perfis de densidade e de nêutrons (lado direito da Figura 4.3), as quais se mostram fortemente invertidas (em padrão *crossover*), confirmando as boas condições permoporosas do intervalo referente a esta classe litológica. Além disso, esta litologia é muito bem representada no testemunho (cerca de 12m) e em termos de número de amostras nos perfis (59 amostras em intervalos de 20 em 20 cm).

Em relação à litologia 10, a qual se constitui de intercalações de arenito médio (1m de espessura) com folhelho, observa-se que a mesma é pouco representada no testemunho (apenas um intervalo de cerca de 2 metros de espessura) e em termos de amostras de perfis (8 amostras). Além disso, observa-se uma aproximação entre as curvas dos perfis de densidade e de nêutrons frente ao intervalo de ocorrência desta litologia, indicando uma diminuição da porosidade, de baixo para cima. Este intervalo é portador de hidrocarbonetos, porém, em menor quantidade em relação ao observado na litofácies 8. Provavelmente, as acumulações de hidrocarbonetos se concentram nas porções de arenito deste intervalo e a baixa na porosidade está associada às lâminas de folhelho que se intercalam com os mesmos. Por apresentar alta variabilidade litológica dentro dos seus limites, este intervalo de classe litológica, provavelmente, não apresenta boa discriminação em perfis, em relação às outras litologias argilosas que ocorrem nesses testemunhos.

A litologia 15 é constituída de uma intercalação de lâminas de arenito fino a médio, argiloso, o qual se encontra completamente bioturbado. Apesar de apresentar alguma ocorrência de hidrocarbonetos, o padrão de fechamento das curvas de densidade e de nêutrons frente a este intervalo indica más condições permoporosas, com diminuição da porosidade para o topo. Além disso, esta classe litológica apresenta algumas porções cimentadas, dispersas entre seus limites. Em relação à frequência em testemunho, esta ocorre apenas em dois intervalos, totalizando cerca de 3 metros e é representada por 16 amostras em perfis. Esta classe de rocha também apresenta variabilidade litológica dentro dos seus limites e, provavelmente, não apresenta boa discriminação em perfis.

As litologias 12, 14 e 16 representam as classes de rochas não-reservatório. A litologia 12 representa uma sucessão de camadas centimétricas (< 20 cm) de siltito, gradando a folhelho e ocorre no testemunho em apenas um intervalo de cerca de 2 metros de espessura, apresentando 10 amostras em perfis. Na análise conjunta dos perfis de densidade e de nêutrons

(Figura 4.3), esta se caracteriza como uma rocha não-reservatório (curvas não invertidas, indicando ausência de porosidade), porém, de difícil distinção entre as outras rochas tipicamente não-reservatório (litologia 14 e 16), pois estas apresentam comportamento muito semelhante nos perfis (Figura 4.3).

A litologia 14 constitui-se de um folhelho siltico radioativo, o qual apresenta altos valores de Raios Gama devido à presença de material fosfático. Sua representatividade em testemunho está restrita a um intervalo de cerca de 3 metros de espessura, o qual corresponde a 15 amostras em perfis.

A litologia 12 é bem caracterizada como rocha não-reservatório, por meio da análise conjunta dos perfis de densidade e de nêutrons (Figura 4.3). Da mesma forma, esta não se distingue das litologias 14 e 16 por meio desses perfis. A alta radioatividade natural que caracteriza estas litologias pode ser um fator discriminante das outras rochas não-reservatório.

A litologia 16 é constituída de um interlaminado de siltito e folhelho. Esta ocorre no testemunho em um único intervalo de cerca de 3 metros de espessura e é representada em perfis por 19 amostras. Apresenta padrão semelhante ao das litologias 12 e 14 em relação aos perfis de densidade e de nêutrons (Figura 4.3), sendo confundida com as mesmas quando analisada por meio desses perfis.

As litologias 9 e 21 representam a classe das rochas cimentadas. A litologia 9 corresponde a níveis ou lentes descontínuos (<1 cm) de arenito médio, totalmente cimentado, a qual ocorre intercalada às fácies arenosas porosas. Sua representatividade é muito baixa no testemunho deste poço, pois ocorre apenas em dois intervalos bastante delgados, os quais, somados, totalizam cerca de 1 metro, correspondendo a apenas 7 amostras em perfis. Possivelmente, esta litologia corresponde a lentes localmente cimentadas da litologia 8.

A litologia 21 corresponde a um arenito médio, totalmente cimentado. No testemunho, esta ocorre em dois intervalos, os quais totalizam de cerca de 2 metros de espessura e apresentam 10 amostras em perfis. A análise das curvas dos perfis de densidade e de nêutrons frente aos seus intervalos de ocorrência mostra que esta litologia apresenta certo volume poroso, semelhante ao observado na litologia 9. Na verdade, essas litologias se confundem se analisadas apenas pelas curvas desses perfis e sem a informação oriunda dos testemunhos.

4.1.2 Escolha dos Perfis

Como citado na Figura 4.1, a base de dados utilizada neste estudo de caracterização das eletrofácies inclui um conjunto de perfis constituído por curvas de Raios Gama (Rg – API°), Densidade Total (ρ_B - g/cm³), Porosidade Neutrônica (ϕ_N - %) e Velocidade Sônica (Dt – s/pé).

O conjunto de perfis disponíveis para o poço 3-NA02-RJS é mostrado na Figura 4.4.

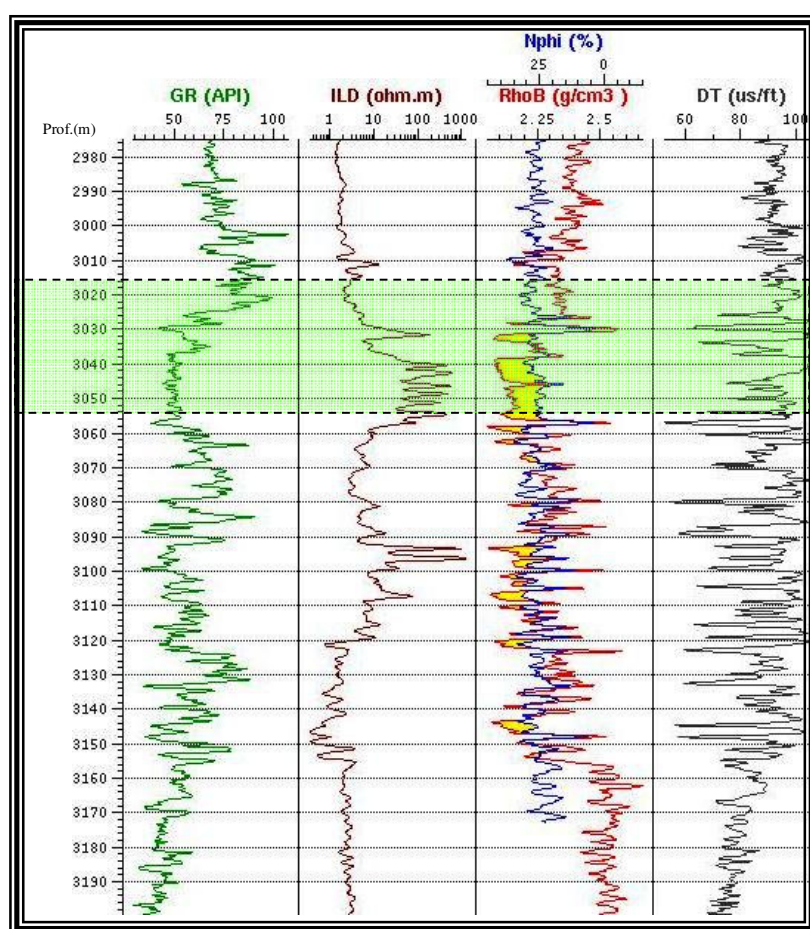


Figura 4.4 Perfis utilizados para a caracterização das eletrofácies do poço 3-NA02-RJS. Zona de hidrocarboneto em amarelo, nos perfis de densidade e de nêutrons. A área em verde claro representa o intervalo testemunhado.

A escolha desses perfis se deve ao fato de que o foco do estudo se direciona para o reconhecimento e a distinção, em perfis, das classes litológicas informadas pela descrição de testemunhos, com destaque para as características petrofísicas das mesmas.

O perfil de resistividade (ILD) foi acrescentado na Figura 4.4 com o objetivo de indicar os intervalos portadores de óleo, os quais apresentam valores bastante elevados em relação a esse atributo.

Como mostra a Figura 4.4, este poço apresenta registro de rochas testemunhadas, no intervalo posicionado aproximadamente entre as profundidades 3016 e 3055 m (profundidades de perfil).

4.1.3 Coleta dos Dados dos Perfis nos Intervalos Testemunhados.

A análise sequencial de testemunhos identificou quatorze litologias no conjunto de testemunhos dos poços 3-NA01A-RJS, 3-NA02-RJS e 4-RJS-42, utilizados neste estudo (Anexo 2). Os intervalos testemunhados do poço 3-NA02-RJS incluem apenas oito dessas litologias.

A Tabela 4.1 mostra a descrição das oito litologias identificadas pela análise sequencial de testemunhos no poço 3-NA02-RJS.

Tabela 4.1 - Litologias identificadas nos testemunhos do poço 2-NA02-RJS.

Litologia 8	Arenito Médio, Gradado ou Maciço: <i>Composição arcoseana, bem selecionado, às vezes com gradação calda grossa ou incipiente.</i>
Litologia 9	Arenito Médio, Cimentado: <i>Forma níveis e lentes descontínuas (<1cm) de arenito médio, totalmente cimentado. Ocorrem intercalados às fácies arenosas porosas.</i>
Litologia 10	Arenito/Folhelho Interestratificados: <i>Intercalações de até 1m de arenito médio gradacional a arenito com ripples e folhelho.</i>
Litologia 12	Siltito Argiloso, Estratificado: <i>Camadas centimétricas (< 20cm) de siltito, gradando a folhelho. Alta razão folhelho/areia. Seqüência de Bouma.</i>
Litologia 14	Folhelho Radioativo: <i>Folhelho siltico laminado, de cor cinza escura, moderadamente bioturbado. Apresenta altos valores de Raios Gama devido à presença de material fosfático.</i>
Litologia 15	Interlaminado Arenoso, Bioturbado: <i>Arenito fino a médio, argiloso, completamente bioturbado.</i>
Litologia 16	Interlaminado de Siltito e Folhelho, Deformado: <i>Formam níveis irregulares de espessura variável de silte cinza claro e folhelho cinza escuro, bioturbados.</i>
Fácies 21:	Arenito Cimentado, com Feições de Escorregamento: <i>Rocha constituída por arenito médio, totalmente por cimentado e com feições de deformação interna. Clastos com arranjo desordenado, mal selecionados e angulosos.</i>

Nesta etapa, como mostrado na Figura 3.1, as profundidades dos intervalos testemunhados são ajustadas com as profundidades dos perfis.

Após esta correção, têm-se os testemunhos alinhados segundo a profundidade dos perfis e, conseqüentemente, suas classes litológicas posicionadas frente a esses dados. Dessa forma, coletam-se os dados dos perfis referentes aos intervalos de cada uma das classes litológicas identificadas nos testemunhos.

O conjunto de dados que relaciona as classes litológicas dos testemunhos do poço 3-NA02-RJS, com os respectivos dados de perfis, é mostrado no Anexo 3.

4.1.4 Análise de Histogramas

Como sugerido pelo método aqui proposto, esta etapa se inicia pela análise univariada dos dados de perfis por meio de histogramas. A próxima seção envolve a análise bivariada desses dados, por intermédio de gráficos de dispersão.

4.1.4.1 Análise dos Histogramas de ρ_B

A Figura 4.5 mostra os histogramas da variável densidade (ρ_B). O histograma localizado à esquerda refere-se ao conjunto completo de dados de ρ_B do poço 3-NA02-RJS. E o da direita representa apenas as variáveis referentes ao intervalo testemunhado.

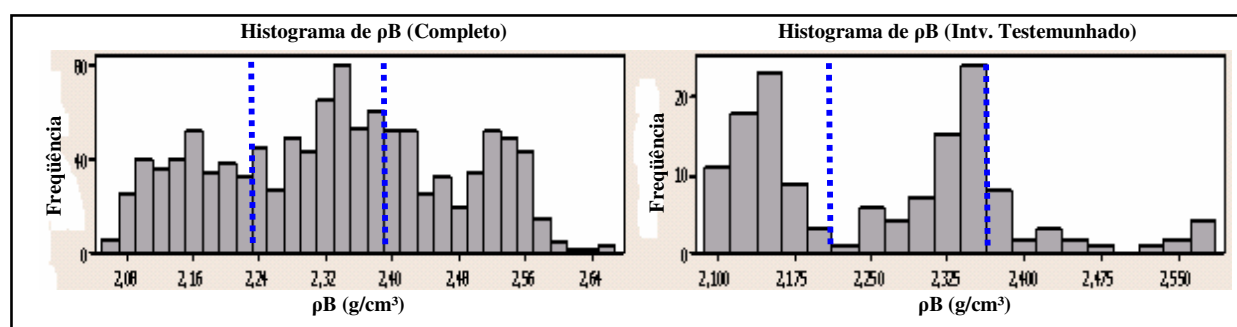


Figura 4.5: Histogramas da variável densidade (ρ_B) do Poço 3-NA02-RJS. As linhas pontilhadas separam as três classes de rochas sugeridas pelos histogramas.

O histograma da esquerda constitui-se de 1125 observações, as quais se distribuem entre os valores 2,05 e 2,67 g/cm³ de ρ_B , com média em torno de 2,33 g/cm³. E o da direita, constitui

se de 190 observações, as quais se distribuem entre os valores 2,08 e 2,57 g/cm³, com média em torno de 2,23 g/cm³.

De maneira superficial, em ambos os histogramas observa-se a existência de três classes de valores da variável densidade, como sugerido pelas três áreas separadas pelas linhas pontilhadas da Figura 4.5. Aparentemente, os grupos localizados à esquerda dos dois histogramas relacionam-se à classe das rochas reservatório e aqueles localizados à direita, à classe das rochas não-reservatório. Os grupos intermediários, provavelmente, representam classes litológicas cujas características petrofísicas oscilam entre as outras duas classes, localizadas nas extremidades dos histogramas. Porém, esses resultados não são relevantes se analisados isoladamente, sem comparação com as outras variáveis que constituem a suíte de perfis utilizada neste estudo.

4.1.4.2 Análise dos Histogramas de Dt.

Em associação com outros perfis, o perfil sônico contribui para a determinação da porosidade efetiva, dos tipos de fluidos e da litologia do intervalo investigado.

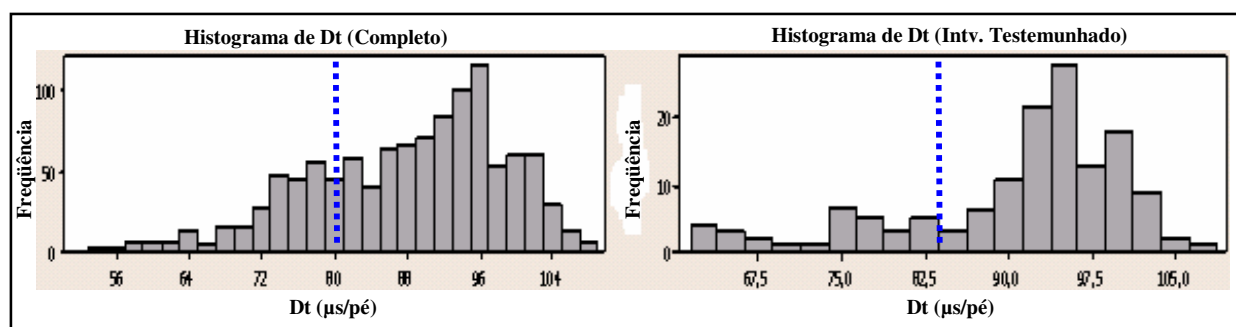


Figura 4.6: Histogramas da variável intervalo de tempo de trânsito (Dt) do Poço 3-NA02-RJS. As linhas pontilhadas separam as duas classes de rochas sugeridas pelos histogramas.

A Figura 4.6 mostra os histogramas da variável intervalo de tempo de trânsito (Dt), medida pelo perfil sônico. O histograma localizado à esquerda refere-se ao conjunto completo de dados de Dt do poço 3-NA02-RJS. E o da direita representa apenas as variáveis referentes ao intervalo testemunhado.

O histograma da esquerda apresenta as 1125 observações amostradas pelo perfil sônico (Dt) no poço 3-NA02-RJS, as quais variam entre os valores 52,5 μs/ft e 108,6 μs/ft de intervalo

de tempo de trânsito, sendo a média em torno de 87,9 μ s/ft. O da direita constitui-se de 190 observações, referentes ao intervalo testemunhado, as quais se distribuem entre os valores 61,3 e 108,6 μ s/ft, com média em torno de 92,5 μ s/ft.

Em ambos os histogramas da Figura 4.6, observa-se que os dados tendem a apresentar uma distribuição normal assimétrica, sendo que as maiores frequências ocorrem nas porções situadas à direita dos histogramas, as quais correspondem aos maiores valores de Dt. Em primeira análise, este resultado permite concluir que a variável Dt não discrimina, de forma clara, a existência de classes litológicas em relação ao parâmetro intervalo de tempo de trânsito. Grosso modo, observa-se a existência de duas classes de rochas (separadas pela linha pontilhada, na Figura 4.6), sendo que a primeira, com valores de intervalo de tempo de trânsito relativamente baixos (região esquerda dos histogramas), pode estar relacionada à classe de rochas não porosas ou a porções de rochas porosas cimentadas e a segunda, com valores de intervalo de tempo de trânsito mais elevados (região direita dos histogramas), às rochas porosas.

4.1.4.3 Análise dos Histogramas de ϕ N

A Figura 4.7 mostra os histogramas da variável porosidade neutrônica (ϕ N). O histograma localizado à esquerda refere-se ao conjunto completo de dados de ϕ N do poço 3-NA02-RJS. E o da direita, representa apenas as variáveis referentes ao intervalo testemunhado.

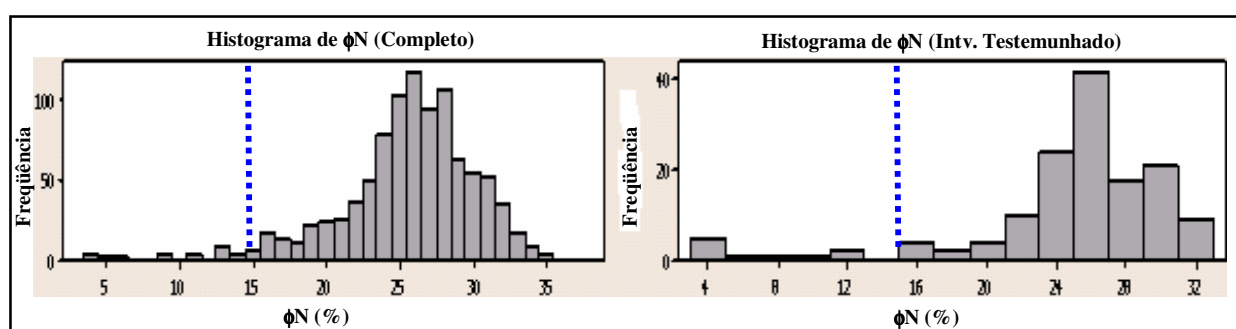


Figura 4.7: Histogramas da variável porosidade neutrônica (ϕ N) do Poço 3-NA02-RJS. As linhas pontilhadas separam as duas classes de rochas sugeridas pelos histogramas.

O histograma da esquerda da Figura 4.7 apresenta as 990 observações amostradas pelo perfil de porosidade neutrônica (ϕN) no poço 3-NA02-RJS, as quais variam entre os valores 3,1 e 37,5% , sendo a média em torno de 25,4%. O da direita constitui-se de 190 observações, referentes ao intervalo testemunhado, as quais se distribuem entre os valores 3,8 e 32,7 %, com média em torno de 25,3%.

Da mesma forma que na figura anterior, os histogramas de ϕN da Figura 4.7 mostram que os dados tendem a apresentar uma distribuição normal assimétrica, com as maiores frequências situadas nas porções localizadas à direita dos gráficos, as quais correspondem aos maiores valores de ϕN . Novamente, observa-se que a variável ϕN não discrimina com clareza a existência de classes litológicas distintas entre si. De maneira superficial, observa-se a existência de duas classes de rochas (separadas pela linha pontilhada, na Figura 4.7), sendo que a primeira, com valores de porosidade relativamente baixos (região esquerda dos histogramas), pode estar relacionada à classe de rochas não-reservatório ou à porções de rochas porosas cimentadas, e a segunda, com valores de porosidade mais elevados (região direita dos histogramas), às rochas reservatório.

4.1.4.4 Análise dos Histogramas de Rg

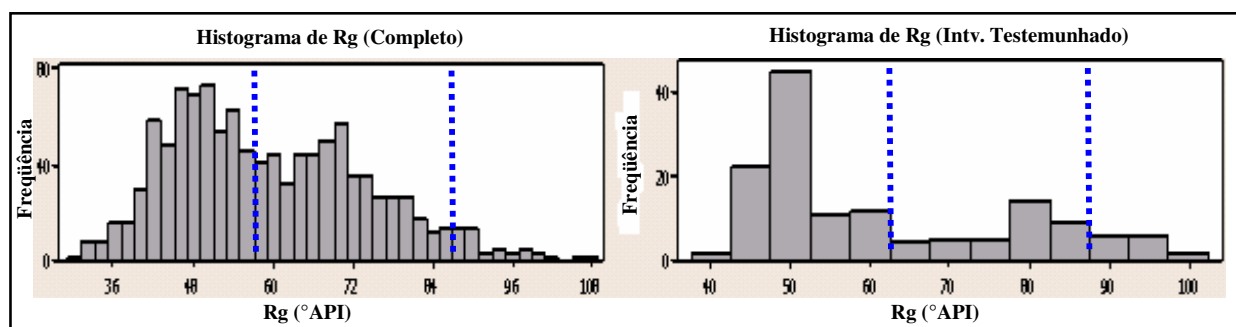


Figura 4.8: Histogramas da variável Raios Gama (Rg) do Poço 3-NA02-RJS. As linhas pontilhadas separam as três classes de rochas sugeridas pelos histogramas.

A Figura 4.8 mostra os histogramas da variável raios gama (Rg). Como nas figuras anteriores, o histograma localizado à esquerda refere-se ao conjunto completo dos dados de Rg do poço 3-NA02-RJS. E o da direita representa apenas as variáveis referentes ao intervalo testemunhado.

O histograma da esquerda apresenta as 1125 observações amostradas pelo perfil de Raios Gama (Rg) do poço 3-NA02-RJS, as quais variam entre os valores 29,2 e 107,5 °API, sendo a média em torno de 59,2°API. O da direita constitui-se de 190 observações, referentes ao intervalo testemunhado, as quais se distribuem entre os valores 42,4 e 99,6°API, com média em torno de 60°API.

Na Figura 4.8, observa-se que em ambos os histogramas, os dados tendem a apresentar uma distribuição normal assimétrica, sendo que as maiores frequências ocorrem nas porções situadas à esquerda desses gráficos, as quais correspondem aos maiores valores de Rg. Assim como as variáveis Dt e ϕN , observa-se que a variável Rg, por meio da análise de histogramas, parece não discriminar, de forma clara, a existência de classes litológicas distintas, em relação ao parâmetro raios gama.

Neste ponto, vale lembrar que o arenito do campo de Namorado é arcoseano e, portanto, ocorre uma superestimativa da leitura de radioatividade na amostragem referente às rochas reservatório. Assim, espera-se que os arenitos limpos e com boas características petrofísicas podem estar englobados aos grupos de rochas argilosas, quando analisados unicamente pelo parâmetro radioatividade.

Porém, como no exemplo de ρB (Figura 4.5), em ambos os histogramas, observa-se a existência de três classes de valores da variável raios gama, como sugerido pelas três áreas separadas pelas linhas pontilhadas da Figura 4.8. Aparentemente, as áreas localizadas à esquerda dos dois histogramas relacionam-se à classe das rochas reservatório (baixo Rg) e as da direita, às litologias típicas da classe das rochas não-reservatório (alto Rg). Os grupos intermediários, provavelmente, representam classes litológicas cujas características de argilosidade oscilam entre as outras duas classes.

4.1.4.5 Avaliação dos Resultados dos Histogramas

A análise dos histogramas do conjunto de perfis do poço 3-NA02-RJS mostra algumas características estatísticas referentes às variáveis utilizadas neste estudo, as quais possibilitam que se chegue a algumas conclusões importantes.

Em relação ao perfil ρB , o conjunto completo das observações (Figura 4.5, à esquerda) apresenta uma distribuição de frequências cujo formato sugere haver três sub-populações de

amostras de caráter normal, as quais, provavelmente, indicam a existência de três classes litológicas distintas entre si em relação a este atributo. Esta característica se repete no histograma que representa as observações referentes ao intervalo testemunhado (Figura 4.5, à direita), onde o padrão de distribuição normal também é observado de maneira pronunciada nos dois primeiros grupos desse histograma, e de maneira insipiente no terceiro grupo. Além disso, a semelhança no formato e nos limites das três classes discriminadas nos histogramas de ρB indica que as observações referentes ao intervalo testemunhado são representativas em relação ao conjunto completo dos dados de ρB do poço todo.

Os perfis Dt e ϕN apresentam-se semelhantes em relação ao formato das suas distribuições de frequências em histogramas. Nesse sentido, ambos apresentam o padrão normal assimétrico, com as maiores frequências localizadas nas porções à direita dos gráficos (Figuras 4.6 e 4.7). Da mesma forma que nos histogramas de ρB , esta característica é observada tanto nos conjuntos completos de observações, quanto naqueles referentes aos intervalos testemunhados. Por meio de critérios interpretativos, torna-se possível separar esses conjuntos de dados em duas classes de litologias (porosas e não porosas), tanto em relação à Dt quanto em relação à ϕN .

Em relação ao perfil de Rg , o formato das distribuições de frequências, observado nos histogramas, também apresenta padrão normal assimétrico. Porém, as maiores frequências localizam-se nas porções à esquerda dos histogramas (Figura 4.8), indicando haver maior volume de rochas com níveis de radioatividade intermediários a baixos no contexto geral do poço. Da mesma forma que nos histogramas anteriores, estes histogramas (intervalo completo e testemunhado) também se apresentam similares em relação ao formato das suas distribuições de frequências.

4.1.5 Análise de Gráficos de Dispersão

Esta seção inclui a análise do cruzamento das variáveis ρB , Dt , ϕN e Rg por meio de gráficos de dispersão. O objetivo é agregar informação às análises realizadas por intermédio dos histogramas e testar a habilidade das variáveis em termos de discriminar litologias (agrupamentos), quando analisadas em conjunto.

4.1.5.1 Gráfico de Dispersão entre ρ_B e Rg

A Figura 4.9 representa o cruzamento do conjunto completo de dados de ρ_B e Rg do poço 3-NA02-RJS.

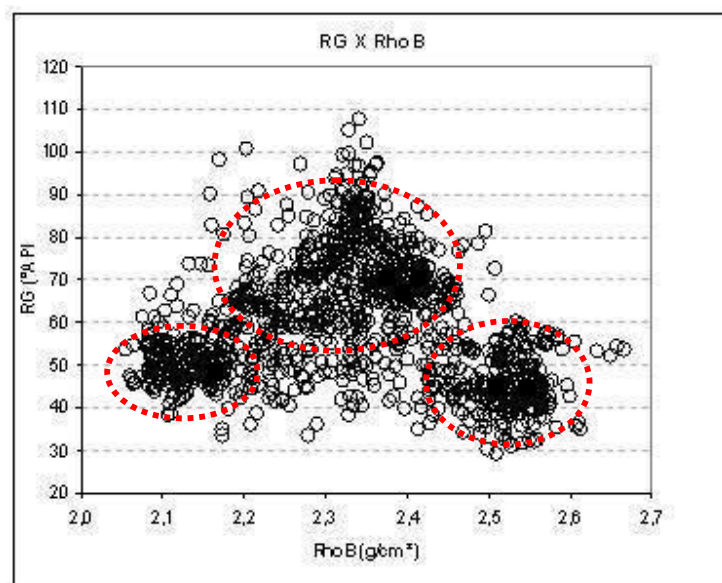


Figura 4.9: Cruzamento do conjunto completo de dados de ρ_B e Rg do poço 3-NA02-RJS.

De uma maneira geral, observa-se que esta população apresenta alto grau de dispersão. Porém, grosso modo, alguns sinais de agrupamento de pontos podem ser notados nas áreas pontilhadas em vermelho da Figura 4.9. A área da esquerda apresenta valores de densidade entre 2,05 e 2,2 g/cm³ e valores de radioatividade entre 40 e 60° API. A da direita apresenta valores de densidade entre 2,47 e 2,58 g/cm³ e de radioatividade entre 38 e 52° API. A área central indica a presença de classes litológicas intermediárias em termos de composição mineralógica e porosidade.

Sob o ponto de vista litológico, a área da esquerda corresponde a um conjunto de pontos de baixa densidade (ρ_B variando entre 2,05 e 2,2 g/cm³) e baixa argilosidade (Rg variando entre 40 e 60° API), indicando a presença de rochas porosas nesta área do gráfico. Provavelmente, esta área inclui a litologia 8 (Tabela 4.1), a qual representa o principal reservatório da sequência de rochas do poço 3-NA02-RJS.

A área da direita da Figura 4.9 caracteriza um agrupamento de amostras com altos valores de densidade, (ρ_B variando entre 2,47 e 2,58 g/cm³), porém, situados aproximadamente na mesma faixa de valores de R_g que a área da esquerda (R_g variando entre 38 e 52° API).

Essas duas áreas (esquerda e direita da Figura 4.9) apresentam-se bastante semelhantes em termos de volume de argila, variando apenas no volume poroso, indicado pelo perfil ρ_B . Dessa forma, as características de baixa argilosidade e baixa porosidade induzem a associação desta área à litologias não argilosas e cimentadas (alta densidade). Provavelmente, esta área pode estar relacionada às litologias 9 e 21 (Tabela 4.2).

A nuvem de pontos localizada na região pontilhada central da Figura 4.9, de caráter mais disperso, também apresenta nucleações. Esse agrupamento, por se situar em um patamar de argilosidade superior aos outros dois grupos e por apresentar valores de densidade intermediários a esses grupos, provavelmente está relacionado a diferentes classes de rochas não-reservatório, as quais variam, principalmente, em relação ao conteúdo argiloso. Porém, pode-se inferir que o volume argiloso associado a essas litologias as caracteriza como rochas não-reservatório.

A distribuição de pontos na Figura 4.9 destaca a utilidade da variável ρ_B para discriminar as classes de rochas em relação à porosidade. A ampla faixa de distribuição dos valores de ρ_B , observada ao longo do eixo x, dificulta a visualização do limite entre as classes, sugerindo, possivelmente, a existência de mais de duas classes de rochas em termos de porosidade.

A área central do gráfico da Figura 4.9 sugere a existência de agrupamentos (áreas pontilhadas), os quais, possivelmente, representam diferentes classes de rochas, caracterizadas por apresentarem valores intermediários de ρ_B e altos valores de R_g . Possivelmente, essas áreas incluem diferentes classes de rochas não-reservatório. Entretanto, a conclusão com menor grau de incerteza que se pode obter, por meio da análise qualitativa da Figura 4.9, é em relação à área da esquerda, a qual, certamente, inclui a classe litológica que representa as rochas reservatório.

Em relação à variável R_g (eixo y), a Figura 4.9 mostra que a mesma auxilia na discriminação entre as classes litológicas de interesse petrolífero (R_g em torno de 50° API) daquelas que não apresentam esta característica (R_g entre 65 e 100° API). Apenas no caso das litologias cimentadas (área à direita da Figura 4.9), não é possível diferenciá-las das rochas

reservatório pelo perfil de Rg, pelo fato de que, possivelmente, essas litologias constituem porções cimentadas das rochas reservatório e apresentam volume argiloso semelhante a essas litologias.

A Figura 4.10 mostra o cruzamento dos dados dos perfis ρ_B e Rg, com a representação das fácies litológicas extraídas do intervalo testemunhado do poço 3-NA02-RJS.

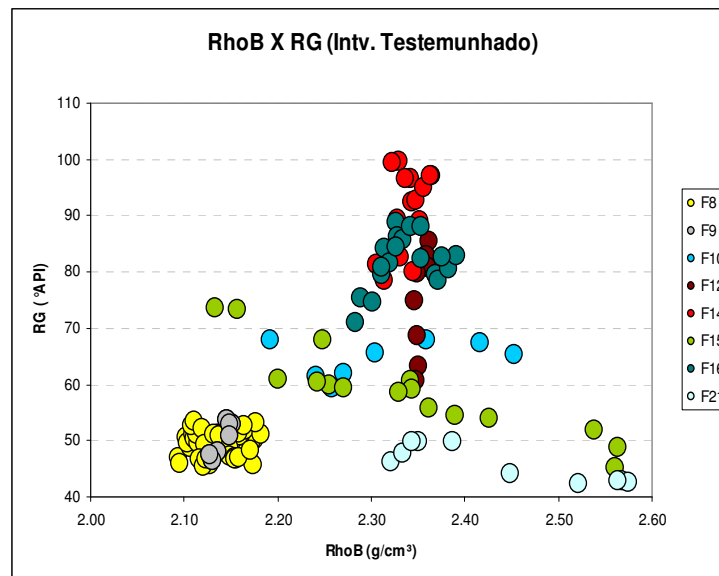


Figura 4.10: Cruzamento dos dados dos perfis ρ_B e Rg (intervalo testemunhado) do poço 3-NA02-RJS. A nomenclatura obedece àquela estabelecida pela descrição de testemunhos.

Como pode ser observado na Figura 4.10, cada ponto do gráfico corresponde a uma litologia, a qual foi estabelecida por intermédio da análise sequencial dos testemunhos do poço 3-NA02-RJS.

As profundidades das classes litológicas observadas no intervalo testemunhado da Figura 4.10 foram devidamente corrigidas para as profundidades dos perfis. Dessa forma, os pontos observados representam as leituras dos perfis frente às classes litológicas descritas em testemunhos. Por esse motivo, os pontos são identificados e nomeados em concordância com a classificação oriunda dos testemunhos.

Em relação às classes de rochas apresentadas na Figura 4.10, observa-se um bom agrupamento dos dados de perfis ρ_B e Rg, referentes à litologia 8, a qual constitui o principal reservatório da sequência de rochas testemunhadas. Esta litologia é descrita macroscopicamente

(Tabela 4.1) como um arenito médio, maciço a gradado, de composição arcoseana, bem selecionado, às vezes com gradação incipiente, ou em estilo calda grossa.

Em relação à litologia 9 (Tabela 4.1), esta constitui níveis e lentes descontínuas (<1cm) de arenito médio, totalmente cimentados, os quais ocorrem intercalados às rochas arenosas e porosas (litologia 8). Esta litologia foi muito pouco amostrada nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS (apenas sete dados de perfis). Além disso, observa-se que seus pontos (Figura 4.10) encontram-se inclusos no agrupamento que constitui a litologia 8 (mesma faixa de valores de Rg e de ρ_B). Este fato introduz uma incerteza em relação à amostragem feita para a litologia 9, visto que as características de Rg e de ρ_B para esses dados as inserem num contexto mais relacionado à litologia 8 (baixa densidade e baixa argilosidade).

Macroscopicamente, a litologia 10 (Tabela 4.1) constitui-se de intercalações de até 1m de arenito médio, gradacional, a arenito com marcas de ondas (*ripples*) e folhelho. Assim como a litologia 9, esta litologia também foi pouco amostrada em perfis (oito observações), devido a sua baixa representatividade em testemunhos. Seus pontos se distribuem de maneira bastante dispersa em relação ao perfil ρ_B (entre 2,18 e 2,45 g/cm³), mostrando que esta litologia apresenta alta variabilidade em relação à porosidade. Entretanto, observa-se que seus valores de ρ_B a relacionam com a classe das rochas não-reservatório. Em relação ao perfil de Raios Gama, a litologia 10 apresenta menor variabilidade. Seus valores de Rg estendem-se numa pequena faixa que varia entre 60 e 70°API. Nesse sentido, também se observa que esta classe de rochas apresenta níveis de argilosidade (alto Rg) muito acima das rochas reservatório. Esta característica reforça a associação da litologia 10 com as rochas não-reservatório.

As litologias 12, 14 e 16 (Tabela 4.1) foram descritas e avaliadas macroscopicamente como rochas não-reservatório. A litologia 12 é composta por camadas centimétricas (< 20 cm) de siltito, gradando a folhelho, com alta razão folhelho/areia. A litologia 14 constitui-se de um folhelho síltico, de cor cinza escura e laminado, apresentando altos valores de Rg, devido à presença de material fosfático (radioativo). E a litologia 16, constitui-se de um interlaminado de siltito e folhelho, deformado, onde se observam níveis irregulares de espessura variável de silte cinza claro e folhelho cinza escuro, bioturbados. Mesmo tendo sido descritas em testemunho como classes litológicas distintas entre si, observa-se que suas respostas no perfil ρ_B (Figura 4.10) apresentam-se bastante semelhantes, distribuindo-se na faixa entre 2,3 e 2,4 g/cm³. Em relação ao perfil de Rg, existe uma maior variabilidade dos valores para as três classes

litológicas, cuja faixa oscila entre 60 e 100°API. Porém, essa variabilidade deve refletir apenas a diferença entre seus volumes de argila. Dentre essas três litologias, a litologia 14 é a que apresenta maiores valores de Rg, por se tratar de um Folhelho Radioativo.

A litologia 15 (Tabela 4.1) é descrita macroscopicamente como sendo um arenito fino a médio, argiloso, completamente bioturbado. Na Figura 4.10, observa-se a existência de uma grande variabilidade da distribuição das observações em relação aos perfis ρ_B (entre 2,1 e 2,6 g/cm³) e Rg (entre 40 e 70°API), amostradas para esta litologia. O padrão de distribuição de seus pontos em relação a esses perfis não a caracteriza como uma classe litológica distinta. Portanto, a mesma deve ser mais bem avaliada durante o cruzamento do perfil Rg com outros perfis.

A litologia 21 (Tabela 4.1, Anexo 2), assim como a litologia 9, também se mostra pouco representada nos testemunhos referentes a este poço (dez observações). Esta é descrita em testemunhos como sendo uma rocha constituída por arenito médio, com feições de deformação interna e totalmente cimentada. Seus pontos se distribuem de maneira bastante dispersa em relação ao perfil ρ_B (entre 2,3 e 2,6 g/cm³) e numa pequena faixa de valores de Rg (entre 40 e 50°API). Suas características em relação ao perfil de Rg a aproximam do padrão das rochas reservatório. Porém, os altos valores de ρ_B (devido, provavelmente, à presença de cimento) sugerem que mesma corresponde a porções cimentadas de rochas reservatório.

A Figura 4.11 representa a sobreposição da Figura 4.10 na Figura 4.9. Esta representa o cruzamento do conjunto completo de dados de ρ_B e de Rg do poço 3-NA02-RJS, associado às interpretações litológicas oriundas dos testemunhos deste poço. O intuito deste cruzamento de dados é testar se há alguma correlação entre os agrupamentos identificados na Figura 4.9 (conjunto completo de dados de perfis) e aqueles mostrados pela Figura 4.10 (conjunto de dados de perfis do intervalo testemunhos).

A análise da Figura 4.11 mostra que as interpretações qualitativas realizadas sobre a Figura 4.9 (com base apenas em perfis) apresentam relativa coerência com as informações trazidas dos testemunhos.

Nesse sentido, observa-se que a área pontilhada, à esquerda da Figura 4.11, a qual se relaciona à presença de litologias porosas, abriga de forma perfeita as litologias 8 e 9.

Em relação à área pontilhada central superior, interpretada como zona de rochas não-reservatório, esta abriga as três litologias mais típicas das rochas não-reservatório, ou seja, as

litologias 12, 14 e 16. Observa-se também que algumas observações da litologia 10 encontram-se alojadas nesta área central.

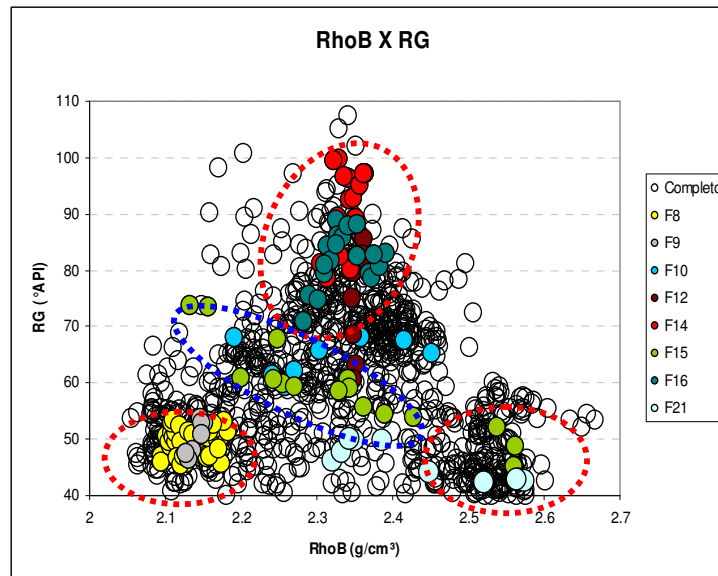


Figura 4.11: Cruzamento das variáveis ρ_B e R_g do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS, com as informações do intervalo testemunhado. As áreas pontilhadas representam as aglomerações das litologias descritas em testemunhos.

A área pontilhada, da direita da Figura 4.11, envolve parte das litologias 15 e 21, sendo que grande parte das observações referentes a essas litologias encontra-se alojada fora dessa área.

Nesse sentido, observa-se que a maior parte dos dados referentes à litologia 15 e grande parte da 10, encontra-se distribuída na região pontilhada em azul (Figura 4.11), sugerindo que as mesmas apresentam semelhanças no padrão de dispersão, em relação às variáveis ρ_B e R_g .

A análise dos gráficos de dispersão, representados pelas Figuras 4.9, 4.10 e 4.11, permite que se façam algumas observações sobre a representatividade das litologias em perfil:

- (i) A litologia 8 encontra-se muito bem agrupada e, portanto, bem caracterizada em relação aos perfis R_g e ρ_B . Esta representa a eletrofácies referente às rochas reservatório, dentro do contexto litológico analisado;

- (ii) As rochas caracterizadas em testemunho como não-reservatório (litologias 12, 14 e 16), apresentam-se praticamente idênticas em relação a ρ_B , variando apenas em relação aos seus conteúdos argilosos (R_g entre 70 e 100°API). O agrupamento dessas litologias, por meio do cruzamento de ρ_B e R_g , indica que as mesmas representam uma única eletrofácies, a qual, dentro do contexto analisado, refere-se às rochas não-reservatório;
- (iii) As litologias descritas macroscopicamente como cimentadas (9 e 21), apesar da pouca representatividade em testemunhos, são bem definidas em relação ao perfil R_g , situando-se na mesma faixa a qual se encaixa a litologia 8 (reservatório). Portanto, estas litologias, provavelmente, estão associadas às porções cimentadas da litologia 8, em relação a R_g . Os valores de ρ_B para a litologia 9 não a caracterizam como uma rocha cimentada e a agrupam com a litologia 8. Provavelmente, a amostragem em perfis feita para esta litologia não é suficiente para caracterizá-la como uma eletrofácies referente às rochas cimentadas. Dessa forma, a mesma deve ser agrupada com a litologia 8, em relação a R_g e ρ_B . Em relação à litologia 21, as variações nas leituras de ρ_B podem estar associadas às oscilações das quantidades (e talvez dos tipos) de cimento, presentes em seus poros. Mesmo assim, a mesma deve estar relacionada à eletrofácies das rochas cimentadas;
- (iv) Em relação às litologias 10 e 15, estas apresentam alta variabilidade quando analisadas por meio do cruzamento dos perfis R_g e ρ_B . Por outro lado, essas litologias se distribuem de maneira semelhante na Figura 4.11 e se situam na região do gráfico a qual, em relação ao perfil ρ_B , corresponde às rochas não-reservatório. Observa-se apenas que as mesmas apresentam um menor conteúdo argiloso, refletido pelo perfil de R_g . Tal característica, associada às descrições macroscópicas dessas litologias (Tabela 4.1), sugere que as mesmas representam uma outra eletrofácies, a qual pode apresentar alguns atributos de rocha reservatório, porém, de má qualidade. Nesse sentido, observa-se a existência de indícios de hidrocarbonetos associados a essas litologias, como mostra a Figura 4.3;

A análise qualitativa do cruzamento dos perfis ρ_B e R_g , associada às informações oriundas dos testemunhos do poço 3-NA02-RJS, permite a identificação de quatro eletrofácies, as quais são descritas a seguir:

A área pontilhada, localizada no canto inferior esquerdo da Figura 4.11, a qual engloba as litologias 8 e 9, representa a eletrofácies referente às **Rochas Reservatório**. Esta compreende a faixa de valores de R_g que varia, aproximadamente, entre 44 e 56°API e valores de ρ_B entre 2,08 e 2,19 g/cm³. A baixa amostragem da litologia 9 (sete observações) é responsável pela representação não característica desta litologia (baixo ρ_B) no gráfico de dispersão mostrado pela Figura 4.11, fazendo com que a mesma se confunda com a litologia 8.

A área pontilhada, localizada no canto inferior direito da Figura 4.11, a qual compreende a faixa de valores de R_g que varia entre 40 e 60°API e valores de ρ_B entre 2,5 e 2,6 g/cm³, provavelmente, representa a eletrofácies referente às **Rochas Cimentadas** (alto ρ_B). Esta engloba parte das litologias 15 e 21. Dentre estas litologias, considera-se apenas a litologia 21 como representante do grupo das rochas cimentadas, devido as suas descrições macroscópicas. A litologia 15 deve ser excluída desse grupo por apresentar indícios de hidrocarbonetos nos testemunhos analisados.

A área pontilhada, localizada na região central, superior, da Figura 4.11, a qual inclui as litologias 12, 14 e 16, provavelmente representa a eletrofácies referente às **Rochas Não-reservatório**, devido, principalmente, aos altos valores de R_g . Esta se situa na faixa entre 65 e 100° API de valores de R_g , e entre 2,25 e 2,40 g/cm³ de valores de ρ_B .

A área pontilhada em azul, localizada na região central, inferior, da Figura 4.11, a qual inclui as litologias 10 e 15, provavelmente está relacionada à eletrofácies referente às **Rochas Reservatório Argilosas**, devido, principalmente, à presença de hidrocarbonetos (Figura 4.3) e às características macroscópicas descritas na Tabela 4.1.

Com base nas observações feitas sobre a Figura 4.11, a qual representa o cruzamento dos perfis R_g e ρ_B , conclui-se que essas variáveis discriminam com bastante precisão o grupo das rochas reservatório, representado pela litologia 8, das demais litologias. A inclusão da litologia 9 no mesmo agrupamento da litologia 8 não deve ser considerada relevante por esta apresentar um pequeno número de observações (apenas 7 amostras), no testemunhado.

O mesmo pode ser concluído em relação ao agrupamento referente às rochas não-reservatório (Figura 4.11), o qual inclui de forma bastante aceitável as litologias que foram descritas em testemunho como rochas não-reservatório (12, 14 e 16).

Em relação ao grupo das rochas cimentadas (litologias 9 e 21), estas não se encontram bem representadas devido à baixa frequência de amostragem em testemunho. Em relação às amostras referentes à litologia 21 (10 observações), observa-se que houve uma grande variabilidade em seus valores de ρ_B .

As litologias 10 e 15 indicam a existência de um outro grupo de rochas reservatório, caracterizado pela baixa qualidade em relação aos seus atributos petrofísicos (alta argilosidade e baixa porosidade).

Dessa forma, conclui-se que existem quatro eletrofácies por intermédio do cruzamento dos perfis ρ_B e R_g , as quais abrangem as seguintes litologias (oriundas da descrição de testemunhos):

- Classe das Rochas Reservatório: Litologia 8 e 9 (neste caso, a 9 também se inclui nesta classe por apresentar características da litologia 8);
- Classe das Rochas Não-reservatório: Litologias 12, 14 e 16;
- Classe das Rochas Reservatório Argilosas: Litologias 10 e 15;
- Classe das Rochas Cimentadas: Litologia 21.

4.1.5.2 Gráfico de Dispersão entre ρ_B e D_t

No sentido de sintetizar o estudo por meio de gráficos de dispersão, a partir desta análise são mostrados apenas dois desses gráficos. O primeiro inclui o conjunto completo dos dados dos perfis analisados (intervalo total perfilado) e o segundo, a correlação do primeiro (intervalo total perfilado) com os dados de perfil referentes ao intervalo testemunhado.

A Figura 4.12 mostra a correlação entre os perfis ρ_B e D_t do conjunto completo dos dados dessas variáveis, referente ao poço 3-NA02-RJS. Neste cruzamento, observa-se a existência de três áreas com aglomerações de pontos, as quais são discriminadas pelo cruzamento dessas variáveis e, provavelmente, estão associadas a classes litológicas distintas (regiões pontilhadas em vermelho).

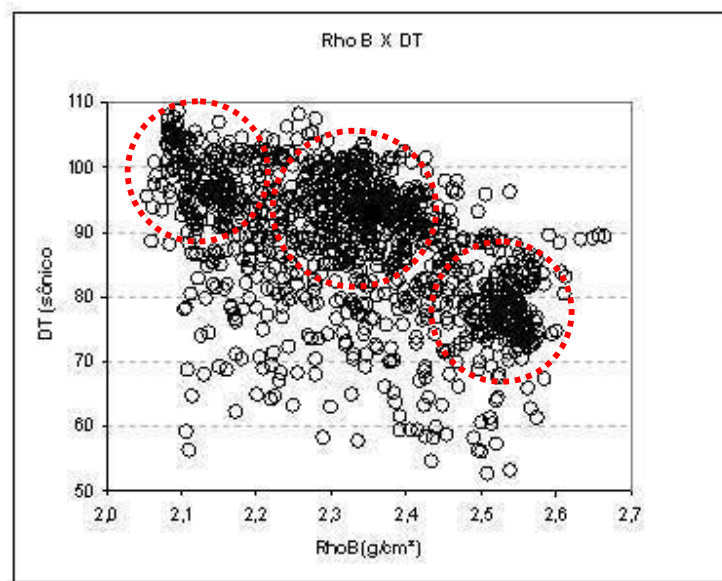


Figura 4.12: Cruzamento do conjunto completo de dados de ρ_B e D_t do poço 3-NA02-RJS.

Em relação à D_t , observa-se que o agrupamento de pontos (área pontilhada) à esquerda da Figura 4.12 se concentra em uma faixa de valores que varia entre 90 e 110 us/ft. Na área pontilhada central, os pontos se distribuem numa faixa entre 85 e 105 us/ft, e na área pontilhada da direita, estes variam entre 65 e 90 us/ft.

Em relação à ρ_B , a área da esquerda se concentra em uma faixa de valores que varia entre 2,05 e 2,25 g/cm³. Na área central, os pontos se distribuem numa faixa entre 2,25 e 2,45 g/cm³, e na área da direita, estes variam entre 2,45 e 2,60 g/cm³.

Os valores de ρ_B e D_t referentes à área da esquerda provavelmente se relacionam às classes de rochas reservatório ($\rho_B \square$ e $D_t \square$), enquanto que os da área central, às classes de rochas não-reservatório (ρ_B intermediário e $D_t \square$) e os da área à direita, às classes de rochas cimentadas ($\rho_B \square$ e $D_t \square$).

A Figura 4.13 associa a Figura 4.12 com os dados dos perfis ρ_B de D_t , oriundos das litologias presentes no intervalo testemunhado do poço 3-NA02-RJS.

Na Figura 4.13, observa-se que apenas as litologias correspondentes às rochas não-reservatório (litologias 12, a 14 e a 16) e à rocha reservatório (litologia 8), foram bem discriminadas por meio do cruzamento das variáveis ρ_B e D_t . Em relação à litologia 21, grande parte de seus pontos apresenta-se agrupada na região que corresponde ao círculo pontilhado, no

canto inferior direito da Figura 4.13. As outras litologias se distribuem de maneira dispersa, misturadas por todas as regiões do gráfico, sem indicar qualquer tendência de agrupamento.

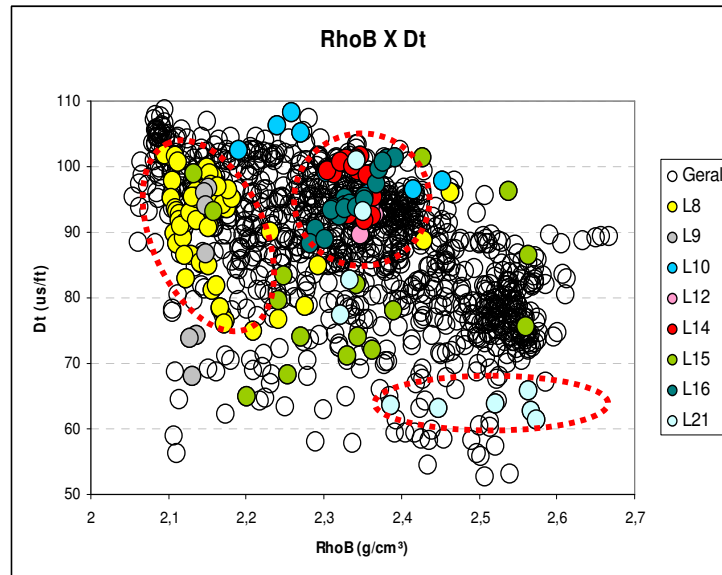


Figura 4.13: Cruzamento dos perfis ρ_B e Dt, do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS, acrescido das informações litológicas oriundas dos testemunhos.

A análise dos gráficos de dispersão de ρ_B e Dt, representados pelas Figuras 4.12 e 4.13, os quais associam informações de perfis com aquelas oriundas da descrição de testemunhos do poço 3-NA02-RJS, auxilia na obtenção de algumas conclusões acerca da representatividade dessas litologias em perfil. Nesse sentido, observa-se que:

- (i) A classe que representa a rocha reservatório (litologia 8) encontra-se bem definida no contexto litológico analisado. Observa-se uma maior variabilidade na distribuição dos seus dados, em relação ao perfil Dt. Porém, conclui-se que o mesmo discrimina razoavelmente bem esta litologia, a qual representa a eletrofácies das Rochas Reservatório;
- (ii) A Litologia 9, na maior parte das observações, ocorre agrupada com a litologia 8. Alguns de seus pontos se dispersam em relação a Dt. Porém, grosso modo, a mesma novamente se agrupa com a litologia 8;
- (iii) Quanto às litologias 12, 14 e 16 (rochas não-reservatório), estas apresentaram respostas bastante semelhantes entre si, em relação aos perfis ρ_B e Dt. Esta

constatação corrobora a hipótese de que as mesmas devem ser agrupadas em uma única eletrofácies, referente às Rochas não-reservatório;

- (iv) A litologia 21 (cimentada) apresenta grande variabilidade em relação à sua distribuição. A maior parte dos seus pontos encontra-se agrupada em região (Figura 4.13, canto inferior direito, área pontilhada) que corresponde a rochas com alta densidade (cimentadas) e baixa porosidade ($Dt \square$). As variações nas leituras de Dt frente a esta litologia se justificam pelo fato de que este perfil avalia a porosidade das mesmas. Nesse sentido, o intervalo de tempo de trânsito ($\square s/pé$) diminui conforme aumenta a presença de cimento em seus poros. Esta variabilidade em relação ao volume de cimento também afeta o perfil ρB . Porém, que esta litologia deve representar a eletrofácies das rochas cimentadas;
- (v) A litologia 10 mostra-se bastante dispersa quando avaliada pelas variáveis ρB e Dt , sendo que nada se pode concluir a respeito da classe em que ela deve ser incluída. O mesmo se observa em relação à litologia 15.

Com base na análise dos perfis ρB e Dt e nas informações oriundas de testemunhos, observa-se o reconhecimento de dois agrupamentos bem definidos pelas litologias descritas em testemunhos (rochas reservatório, à esquerda e rochas não-reservatório, no centro) e um terceiro grupo (canto inferior direito), muito pouco amostrado, o qual provavelmente está relacionado às rochas cimentadas. As outras litologias, incluídas na análise anterior no grupo das rochas reservatório argilosas (cruzamento de ρB com Rg), não apresentam qualquer grau de agrupamento na Figura 4.12. Este resultado indica que a variável Dt , associada à variável ρB , não discrimina de maneira eficaz esse grupo de rochas, presentes nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS.

Dessa forma, conclui-se que os três grupos de litologias, descritas em testemunho e com representatividade no cruzamento dos perfis ρB e Dt , podem ser dispostos da seguinte maneira:

- Classe das Rochas Reservatório: Litologia 8 e 9 (Também neste caso, a litologia 9 é incluída nesta classe por apresentar características da litologia 8);
- Classe das Rochas não-reservatório: 12, 14 e 16;
- Classe das Rochas cimentadas: 21.

4.1.5.3 Gráfico de Dispersão entre ρ_B e ϕ_N

A Figura 4.14 mostra a correlação do conjunto completo de variáveis ρ_B e ϕ_N , do poço 3-NA02-RJS, por meio de um gráfico de dispersão.

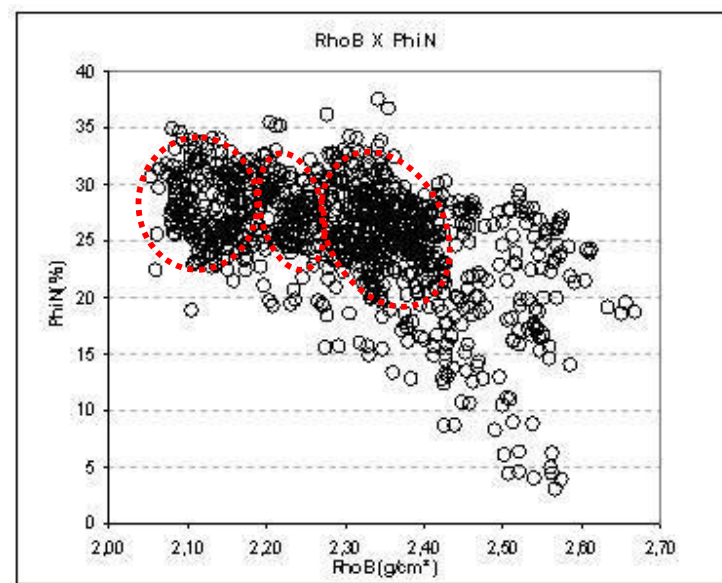


Figura 4.14: Cruzamento do conjunto completo de dados de ρ_B e ϕ_N do poço 3-NA02-RJS.

Por intermédio da análise da Figura 4.14, observa-se, com certa imprecisão, a existência de cerca de três agrupamentos de pontos (regiões pontilhadas), os quais, provavelmente, representam classes distintas de rochas.

Em relação à ϕ_N , observa-se que os três agrupamentos de pontos da Figura 4.14 (pontilhados) se concentram em uma faixa de valores que varia entre 20 e 35%. Esse resultado mostra que o perfil de ϕ_N não discrimina de maneira eficaz os três possíveis grupos de rochas diferenciados pela variável ρ_B , disposta no eixo das abscissas.

Os valores de ρ_B e ϕ_N , referentes à área pontilhada da esquerda, provavelmente se relacionam às classes de rochas reservatório (ρ_B e ϕ_N), enquanto que os da área central, às classes de rochas não-reservatório (ρ_B intermediário e ϕ_N) e os da área à direita, às classes de rochas cimentadas (ρ_B e ϕ_N).

A Figura 4.15 representa o cruzamento do conjunto completo de dados de ρ_B e de ϕ_N do poço 3-NA02-RJS (Figura 4.14) associado às interpretações litológicas oriundas dos testemunhos deste poço.

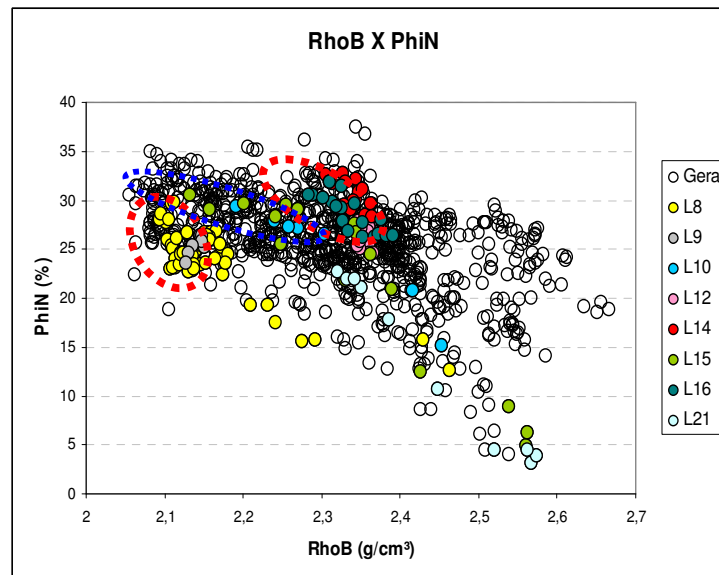


Figura 4.15: Cruzamento de ρ_B e ϕ_N , do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS, associado às informações litológicas de testemunhos.

Na Figura 4.15, observa-se que apenas as litologias correspondentes às rochas não-reservatório (litologias 12, a 14 e a 16) e à rocha reservatório (litologia 8), representadas pelos círculos pontilhados, são bem discriminadas por meio do cruzamento das variáveis ρ_B e ϕ_N .

Em relação às litologias 10 e 15, observa-se que a maioria dos seus pontos parece apresentar tendência de agrupamento, na região delimitada pelo círculo pontilhado em azul, da Figura 4.15. As outras litologias se distribuem de maneira dispersa por todas as regiões do gráfico, sem indicar qualquer tendência de agrupamento.

A análise dos gráficos de dispersão de ρ_B e ϕ_N , representados pelas Figuras 4.14 e 4.15, os quais associam informações de perfis com aquelas oriundas da descrição de testemunhos do poço 3-NA02-RJS, auxilia na obtenção de algumas conclusões acerca da representatividade dessas litologias em perfil. Nesse sentido, observa-se que:

- (i) A classe que representa a rocha reservatório (litologia 8) encontra-se muito bem definida no contexto litológico analisado, mostrando que o cruzamento de ϕ_N com ρ_B é eficaz para discriminar esta litologia. Como observado

anteriormente, a litologia 9 também é incluída neste grupo por apresentar as mesmas características da litologia 8 em relação aos dados dos perfis;

- (ii) As litologias 12, 14 e 16 (rochas não-reservatório) também apresentaram boa resposta em relação aos perfis ρ_B e ϕ_N e repetem o padrão de agrupamento, observado nas análises anteriores;
- (iii) As litologias 10 e 15 mostram tendência de agrupamento, indicando que as mesmas constituem um grupo de rochas reservatório de baixa qualidade, em relação aos seus atributos petrofísicos. A alta porosidade neutrônica é, provavelmente, devida à presença de grande conteúdo argiloso (microporosidade), mostrada pelo perfil de Rg em análise anterior (Figura 4.11);
- (iv) A litologia 21 (cimentada), apresenta grande variabilidade em relação aos perfis ρ_B e ϕ_N , devido à variação no volume de cimento, presente em seus poros;

Com base na análise dos perfis de ρ_B e ϕ_N e nas informações oriundas de testemunhos, observa-se o reconhecimento de três classes litológicas, as quais podem ser compostas como mostrado a seguir:

- Classe das Rochas Reservatório: Litologia 8 e 9 (Também neste caso, a litologia 9 é incluída nesta classe por apresentar características da litologia 8);
- Classe das Rochas Não-reservatório: Litologias 12, 14 e 16;
- Classe das Rochas Reservatório Argilosas: Litologias 10 e 15;

A litologia 21 é pouco representada em testemunhos (dez observações) e apresenta-se distribuída de maneira dispersa pela porção inferior esquerda da Figura 4.15, sem apresentar qualquer indício de agrupamento, quando analisadas por meio do cruzamento dos perfis ρ_B e ϕ_N . Porém, pelas características macroscópicas, oriundas da descrição dos testemunhos do poço 3-NA02-RJS, e pela faixa de distribuição em perfis (ρ_B alto, variando entre 2,3 e 2,6 g/cm³), associa-se a mesma à classe das rochas cimentadas, a qual não se mostrou bem discriminada por meio desta análise.

4.1.5.4 Gráfico de Dispersão entre Rg e ϕN

A Figura 4.16 mostra a correlação do conjunto completo de variáveis Rg e ϕN , do poço 3-NA02-RJS.

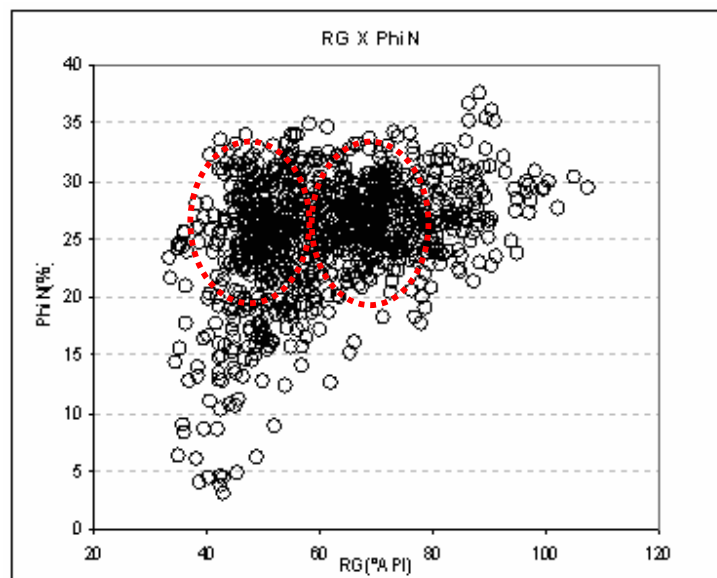


Figura 4.16: Cruzamento do conjunto completo de dados de Rg de ϕN do poço 3-NA02-RJS.

O gráfico da Figura 4.16 sugere a existência de dois agrupamentos de pontos (regiões pontilhadas), os quais, provavelmente, representam classes de litologias semelhantes entre si, por meio do cruzamento entre essas duas variáveis.

Como observado na análise anterior, o perfil de ϕN , no eixo das ordenadas, não discrimina os dois grupos diferenciados pelo perfil de Rg, localizado no eixo das abscissas. Nesse sentido, observa-se que os dois agrupamentos se concentram em uma faixa de valores de ϕN que varia entre 20 e 35%.

Em relação a Rg, o grupo da esquerda se situa numa faixa entre 40 e 60 °API e o da direita, entre 60 e 80° API. Provavelmente, a área pontilhada da esquerda, por apresentar argilosidade mais baixa (valores mais baixos de Rg), deve estar relacionada à classe das rochas reservatório. E a da direita, por ser mais argilosa (valores mais altos de Rg), deve incluir as litologias não-reservatório.

A Figura 4.17 mostra o cruzamento dos dados dos perfis Rg e ϕN , do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS, associado às informações litológicas de testemunhos, extraídas do intervalo testemunhado e correlacionadas com as informações litológicas oriundas desses testemunhos.

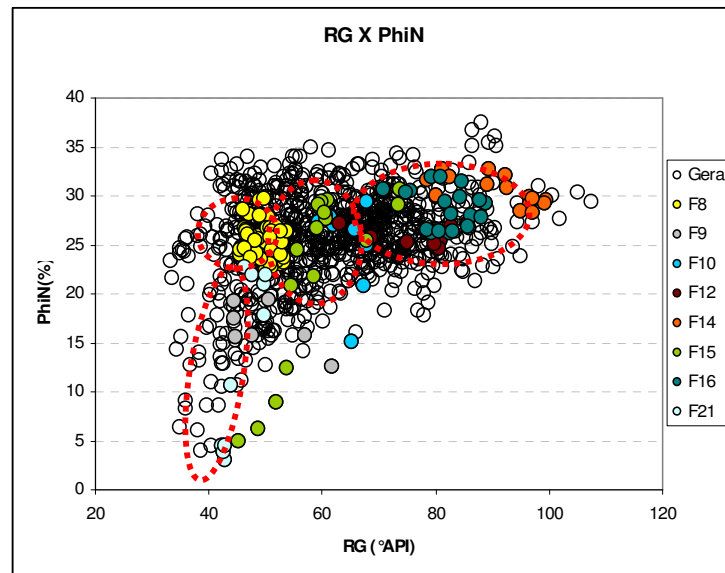


Figura 4.17: Cruzamento das variáveis Rg e ϕN , do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS (círculos pretos vazios), associado às informações litológicas de testemunhos (círculos coloridos).

Nesta análise, observa-se que o perfil ϕN , associado ao perfil de Rg, discrimina de maneira eficaz a litologia 8 (Figura 4.17, círculo pontilhado superior, esquerdo) das litologias 9 e 21, as quais, provavelmente, correspondem à porções cimentadas dessa litologia. Como observado anteriormente, em relação a Rg, as três litologias (8, 9 e 21) se situam na mesma faixa de valores, mostrando que existe pouca argilosidade a elas associada.

As litologias 9 e 21 tendem a se agrupar (Figura 4.17, círculo pontilhado inferior, esquerdo) em relação à variável Rg, mas apresentam grande oscilação de valores em relação à porosidade neutrônica (entre 3 e 20%). A variabilidade relacionada a ϕN , provavelmente, está associada à variação do teor de cimento nos poros destas litologias, a qual influi no volume poroso das mesmas.

Em relação às litologias 10 e 15, estas mostram tendência de agrupamento no cruzamento entre essas duas variáveis, na zona delimitada pelo círculo pontilhado intermediário, o qual corresponde às faixas de valores de Rg entre 55 e 70° API e de ϕN , entre

20 e 30%. Ocorrem alguns pontos mais dispersos da litologia 15, localizados fora da zona delimitada pelo círculo pontilhado intermediário, os quais se situam em patamares mais baixo de Rg (menos argilosos) e de ϕN (menos porosos).

As litologias 12, 14 e 16, descritas macroscopicamente como rochas não-reservatório, agrupam-se em faixas semelhantes em relação a Rg (entre 70 e 100° API) e a ϕN (entre 25 e 35%). Na Figura 4.17, observa-se que essas litologias se agrupam de maneira a corroborar a hipótese de que as mesmas constituem uma única eletrofácies, referente às rochas não-reservatório.

A análise dos gráficos de dispersão de Rg e ϕN , representados pelas Figuras 4.16 e 4.17 e que associam informações de perfis com aquelas oriundas da descrição de testemunhos do poço 3-NA02-RJS, auxilia na obtenção de algumas conclusões acerca da representatividade dessas litologias em perfil. Nesse sentido, observa-se que:

- (i) A classe que representa a rocha reservatório (litologia 8) encontra-se bem definida no contexto litológico analisado;
- (ii) As litologias cimentadas (9 e 21), apresentam grande variabilidade em relação ao perfil ϕN , visto que este perfil caracteriza a porosidade das mesmas. Em relação ao perfil Rg, estas se situam na mesma faixa de valores de radioatividade da litologia 8, corroborando a idéia de que tais litologias se relacionam à porções cimentadas da litologia 8 e que representam a classe litológica das rochas cimentadas, quando avaliadas pelos perfis de Rg e ϕN ;
- (iii) Em relação às litologias 10 e 15, estas mostram tendência de agrupamento em uma determinada região da Figura 4.17, caracterizada por apresentar argilosidade mediana e alta porosidade;
- (iv) Quanto às litologia 12, 14 e 16 (rochas não-reservatório), estas apresentaram respostas bastante semelhantes, em relação aos perfis Rg e ϕN , sugerindo que as mesmas constituem uma única eletrofácies.

Com base na análise dos perfis de Rg e ϕN e nas informações oriundas de testemunhos, observa-se o reconhecimento de quatro eletrofácies, conforme mostrado a seguir:

- Classe das Rochas Reservatório: Litologia 8;

- Classe das Rochas Reservatório Argilosas: Litologias 10 e 15;
- Classe das Rochas Não-reservatório: Litologias 12, 14 e 16;
- Classe das Rochas Cimentadas: Litologias 9 e 21.

4.1.5.5 Gráfico de Dispersão entre Rg e Dt

A Figura 4.18 mostra a correlação do conjunto completo de variáveis Rg e Dt, do poço 3-NA02-RJS.

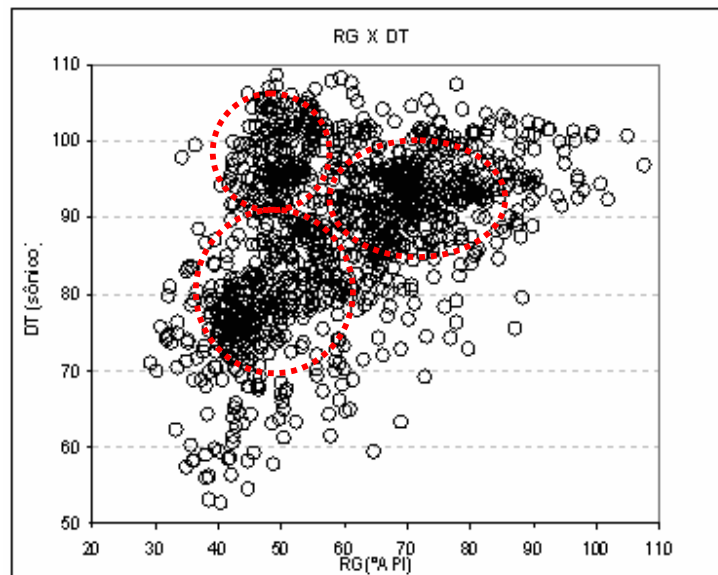


Figura 4.18: Cruzamento do conjunto completo de dados de Rg e Dt do poço 3-NA02-RJS.

A Figura 4.18, grosso modo, indica a existência de três possíveis agrupamentos (regiões pontilhadas), os quais, provavelmente, representam classes distintas de eletrofácies.

Na Figura 4.18, observa-se que o agrupamento localizado na região inferior esquerda (pontilhada) se concentra em uma faixa de valores de Dt que varia entre 70 e 90 μ s/pés e entre 35 e 60° API em relação a Rg. O agrupamento superior esquerdo se concentra na faixa entre 90 e 105 μ s/pés em relação à Dt e entre 35 e 55° API em relação à Rg. E o agrupamento superior direito, numa faixa entre 85 e 100 μ s/pés em relação à Dt, e entre 55 e 85° API em relação à Rg.

A interpretação por intermédio do gráfico de dispersão mostrado na Figura 4.18, a qual se baseia apenas em informações de perfis, induz a se associar a área superior esquerda às rochas reservatório (Dt \leq Rg), a área inferior esquerda às rochas cimentadas (Dt \leq Rg) e a área da direita às rochas não-reservatório (Dt \geq Rg).

A Figura 4.19 representa o cruzamento do conjunto completo de dados de Dt e Rg do poço 3-NA02-RJS, associado às interpretações litológicas oriundas dos testemunhos deste poço.

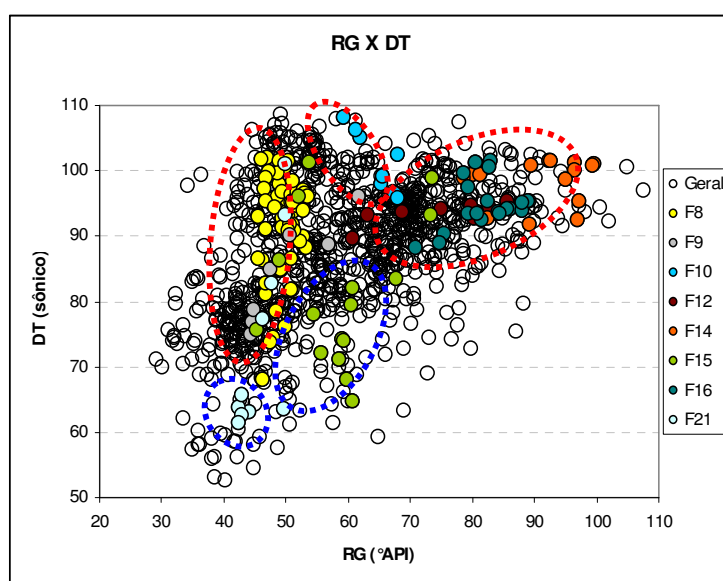


Figura 4.19: Cruzamento das variáveis Rg e Dt, do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS. Informações litológicas de testemunhos.

Na Figura 4.19, observa-se que a variável Dt introduz uma alta variabilidade à litologia 8, a qual foi melhor agrupada em outros cruzamentos que não utilizam esta variável.

Observa-se, também, que ocorre uma mistura de litologias (8, 9, 15 e 21) no agrupamento superior esquerdo da Figura 4.19, reforçando o caráter pouco discriminante da variável Dt para as litologias deste poço.

Na área pontilhada da direita, observa-se o agrupamento das litologias 12, 14 e 16, as quais representam a eletrofácies referente às rochas não-reservatório.

Como pode ser observado na área pontilhada central, superior, da Figura 4.19, a litologia 10 se agrupa de forma isolada nesta associação de perfis. Da mesma forma, observam-se agrupamentos isolados de partes das litologias 15 e 21 (pontilhados em azul).

A análise dos gráficos de dispersão de Rg e Dt, representados pelas Figuras 4.18 e 4.19, os quais associam informações de perfis com aquelas oriundas da descrição de testemunhos do poço 3-NA02-RJS, auxilia na obtenção de algumas conclusões acerca da representatividade dessas litologias em perfil. Nesse sentido, observa-se que:

- (i) A classe que representa a rocha reservatório (litologia 8) encontra-se bem definida em relação a Rg. Porém, a mesma apresenta alta variabilidade em relação a Dt. Observa-se que esta litologia se agrupa com parte daquelas descritas como cimentadas (9 e 21)
- (ii) As litologias 12, 14 e 16 (rochas não-reservatório) se agrupam de maneira satisfatória em relação aos perfis Rg e Dt, sugerindo constituírem uma única classe de eletrofácies;
- (iii) A litologia 10 e partes da litologia 15 mostram características comuns em relação a Rg e diferem em relação à Dt. Estas se agrupam de forma isolada em relação à Dt, o que sugere que as mesmas constituem duas classes litológicas distintas;
- (iv) A parte da litologia 21 que não se associa à litologia 8 (seis observações em um total de dez) ocorre isolada e na região do gráfico que corresponde às rochas cimentadas ($Dt \geq Rg$).

Com base na análise dos perfis de Rg e Dt e nas informações oriundas de testemunhos, observa-se o reconhecimento de cinco eletrofácies, conforme mostrado abaixo:

- Classe das Rochas Reservatório: Litologia 8 e 9
- Classe das Rochas Reservatório Argilosas: Litologia 10;
- Classe das Rochas Reservatório Argilosas e Cimentadas: Litologia 15;
- Classe das Rochas Não-reservatório: Litologias 12, 14 e 16;
- Classe das Rochas Cimentadas: Litologia 21.

4.1.5.6 Gráfico de Dispersão entre ϕN e Dt

A Figura 4.20 mostra a correlação do conjunto completo de variáveis ϕN e Dt, do poço 3-NA02-RJS, por meio de um gráfico de dispersão.

Na Figura 4.20, observa-se haver uma grande área pontilhada, a qual apresenta certa aglomeração de pontos, indicando a existência de apenas uma classe de eletrofácies. Nas outras correlações realizadas com o uso do perfil ϕN , em cruzamento com os perfis Rg e ρB , observou-se a existência constante de duas áreas bem definidas de agrupamento de pontos.

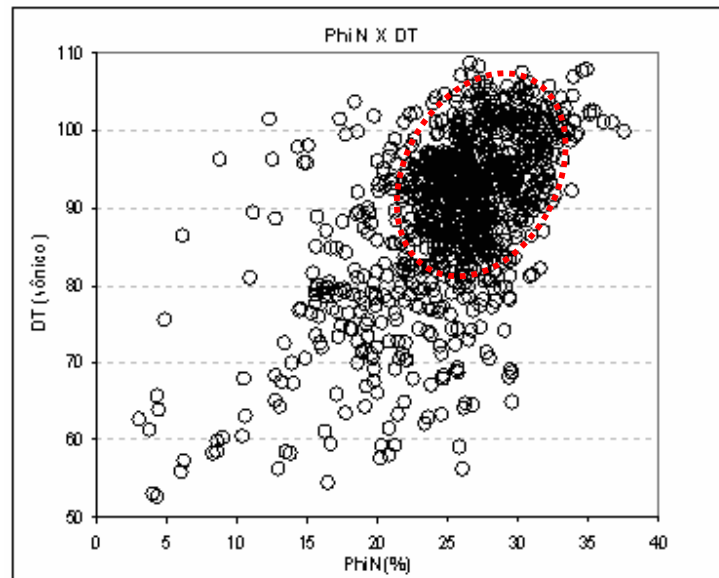


Figura 4.20: Cruzamento do conjunto completo de dados de ϕN e Dt do poço 3-NA02-RJS.

Porém, na correlação com Dt, observa-se a existência apenas de uma grande área, a qual, provavelmente, engloba todas as litologias identificadas em testemunho. Esta observação indica que o cruzamento dos perfis ϕN e Dt é o que apresenta a pior discriminação de classes litológicas com base apenas em perfis.

A Figura 4.21 representa o cruzamento do conjunto completo de dados de ϕN e de Dt do poço 3-NA02-RJS, associado às interpretações litológicas oriundas dos testemunhos deste poço.

Na Figura 4.21, observa-se que as litologias identificadas nos testemunhos se aglomeram no interior da nuvem de pontos representada pelo cruzamento de ϕN e Dt, sendo difícil estabelecer zoneamentos similares aos realizados nas análises anteriores. Assim, conclui-se que o cruzamento dessas duas variáveis não discrimina litologias de maneira apropriada, em termos de classes distintas de eletrofácies.

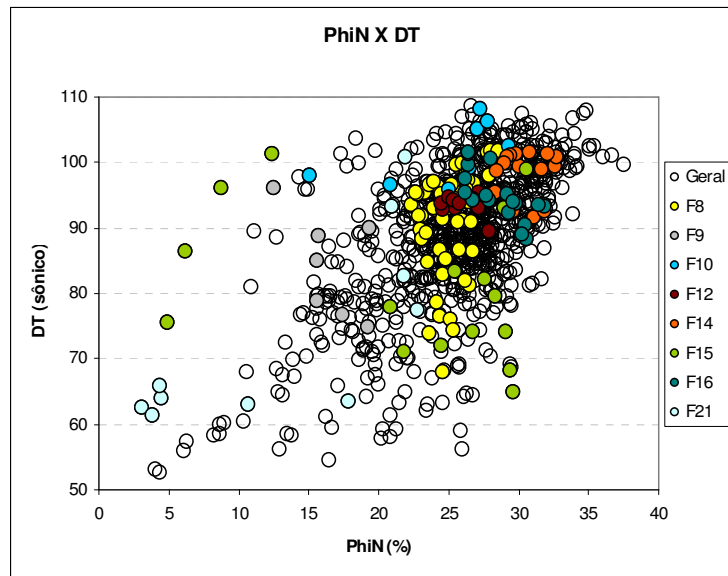


Figura 4.21: Cruzamento dos perfis ϕN e Dt do conjunto completo de dados do poço 3-NA02-RJS (círculos pretos vazios). Informações litológicas de testemunhos (círculos coloridos).

4.1.5.7 Avaliação dos Resultados dos Gráficos de Dispersão

As análises das variáveis ρB , ϕN , R_g e D_t , realizadas por meio de gráficos de dispersão, mostram que o melhor resultado é aquele obtido pelo cruzamento entre ρB e R_g , onde também se observa a melhor correspondência entre agrupamentos dos perfis completos dos poços com as litologias identificadas nos testemunhos (Figura 4.11).

Do contrário, o pior resultado é obtido pelo cruzamento de ϕN e D_t , onde se observa um único agrupamento de pontos, referentes ao conjunto completo dessas variáveis (poço completo) e praticamente nenhuma discriminação de classes litológicas, já que as observações referentes ao intervalo testemunhado se aglomeram de maneira desordenada pelo gráfico de dispersão (Figura 4.21).

A Tabela 4.2 mostra os resultados de todos os cruzamentos realizados entre os perfis ρB , ϕN , R_g e D_t :

Tabela 4.2: Resultados observados por meio dos cruzamentos entre os perfis ρB , ϕN , Rg e Dt.

Perfis	Nº de Agrupamentos nos Perfis Completos	Nº de Eletrofácies pela Correlação Rocha X Perfil
$\rho B \times Rg$	3	4
$\rho B \times Dt$	3	3
$\rho B \times \phi N$	2	3
$Rg \times \phi N$	2	4
$Rg \times Dt$	3	5
$\phi N \times Dt$	1	0

4.1.6 Classificação das Litologias com Representatividade em Perfis

Por intermédio da análise dos histogramas e, principalmente, das avaliações dos resultados mostrados nos seis gráficos de dispersão (Figuras 4.9 a 4.21), realizados entre as variáveis Rg, ρB , ϕN e Dt, torna-se possível chegar a uma nova classificação para as litologias descritas em testemunhos. Essa nova classificação representa um reagrupamento das classes litológicas descritas em testemunhos, sendo que esses novos grupos representam as eletrofácies, as quais são caracterizadas com base nas descrições das litologias presentes nos testemunhos, relacionadas ao conjunto de perfis do poço 3-NA02-RJS.

As análises realizadas nos parágrafos anteriores permitem que se associem as oito litologias caracterizadas nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS a quatro classes de eletrofácies, as quais apresentam boa representatividade no conjunto de perfis, analisado neste estudo. Dessa forma, a nova classificação proposta para estas rochas é mostrada na Tabela 4.3:

Tabela 4.3 Classificação de eletrofácies com base em informações de testemunhos.

Litologias em Testemunho	Eletrofácies	Grupos
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)	Classe das Rochas Reservatório	1
L9 (Arenito Médio, Cimentado)		
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)	Classe das Rochas Reservatório Argilosas	2
L15 (Interlaminado de Arenito fino/médio, argiloso)		
L21 (Arenito Médio, Cimentado)	Classe das Rochas Cimentadas	3
L12 (Siltito Argiloso, Estratificado)	Classe das Rochas Não-reservatório	4
L14 (Folhelho Radioativo)		
L16 (Interlaminado de Siltito e Folhelho)		

4.1.7 Aplicação de Estatística Multivariada para o poço 3-NA02-RJS

Aspectos Gerais

Na seção anterior, executou-se uma série de passos no sentido de se caracterizar eletrofácies por meio da análise de um conjunto de perfis, associada às litologias presentes no intervalo testemunhado do poço 3-NA02-RJS (Etapa 1) (Figura 3.1). O estudo foi conduzido por intermédio da análise de histogramas e de gráficos de dispersão, do conjunto completo de perfis (Rg, ρ_B , ϕ_N e Dt) do poço 3-NA02-RJS, além da introdução de informações sobre as litologias descritas nos intervalos testemunhados desse poço. A análise, de caráter qualitativo, resultou na reorganização das litologias descritas nos testemunhos em quatro grupos de eletrofácies (Tabela 4.3).

Durante a execução do estudo, a litologia que representa o principal reservatório, descrita em testemunho como litologia 8, mostrou-se muito bem caracterizada em todos os gráficos de dispersão analisados. O mesmo ocorre com as litologias 12, 14 e 16, as quais podem ser caracterizadas em testemunhos como Rochas Não-reservatório. As outras litologias mostram alta variabilidade em relação às suas distribuições nos gráficos de dispersão. Porém, por intermédio de uma análise qualitativa, associada à interpretação geológica, foi possível propor a existência de mais dois grupos de eletrofácies, referentes às Rochas Reservatório Argilosas e às Rochas Cimentadas.

Nesta seção, a qual corresponde à Etapa 2 da Figura 3.1, introduz-se a utilização de métodos estatísticos multivariados. O objetivo é avaliar a acurácia dos resultados obtidos pela reorganização das litologias descritas em testemunhos em novos grupos de eletrofácies (Tabela 4.3) para o poço 3-NA02-RJS. Além disso, são propostos novos agrupamentos de classes litológicas, com base em perfis e por meio da técnica estatística de Análise de agrupamentos.

Em seguida, o agrupamento mostrado na Tabela 4.3 e aqueles resultantes da Análise de agrupamentos são avaliados por meio das ferramentas estatísticas de Análise de variância, de Teste de Médias e de Análise Discriminante.

O estudo se inicia com o objetivo de avaliar a classificação obtida na seção anterior (Tabela 4.3), a qual é oriunda do conhecimento das características de cada litologia e da observação de alguns cruzamentos de perfis em gráficos de dispersão.

4.1.7.1 Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento Oriundo de Métodos Qualitativos

Inicialmente, os agrupamentos mostrados na Tabela 4.3 são submetidos à Análise de Variância, com o objetivo de se testar se os mesmos são diferentes entre si. Posteriormente, realiza-se um Teste de Médias, no sentido de se verificar se os grupos diferem entre si, dois a dois, em relação a cada uma das variáveis (Rg, ρB , ϕN e Dt) utilizadas neste estudo. O resultado dessas análises é mostrado nas Tabelas 4.4 e 4.5.

A Tabela 4.4 mostra os resultados da Análise de Variância (ANOVA). Nela, a primeira coluna à esquerda mostra as variáveis dependentes quantitativas ρB , Rg, ϕN e Dt, as quais são submetidas à Análise de Variância em relação aos quatro grupos de eletrofácies mostrados na Tabela 4.3. Na segunda coluna, observam-se as fontes de variabilidade, sendo mostradas as de origem “entre grupos”, “nos grupos” e “total”.

A fonte de variabilidade entre grupos corresponde à parte da variabilidade total, relativa à variável dependente em análise, que corresponde às diferenças entre as médias dos grupos.

Tabela 4.4: Análise de Variância.

		Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F	P
ρB	Entre Grupos	4278,9	3	1426,3	18,403	0,000
	Nos Grupos	10850,4	140	77,5		
	Total	15129,4	143			
Rg	Entre Grupos	33342,4	3	11114,1	299,900	0,000
	Nos Grupos	5188,3	140	37,1		
	Total	38530,8	143			
ϕN	Entre Grupos	2103,9	3	701,3	32,888	0,000
	Nos Grupos	2985,3	140	21,3		
	Total	5089,2	143			
Dt	Entre Grupos	1,4	3	0,472	90,952	0,000
	Nos Grupos	0,7	140	0,005		
	Total	2,1	143			

Por outro lado, a fonte de variabilidade nos grupos, ou seja, dentro de cada grupo, corresponde à parte da variabilidade total, relativa à variável dependente em análise, oriunda do erro. Essa estimativa de variabilidade baseia-se nas variâncias referentes a cada grupo. A coluna relativa à Soma dos Quadrados (Tabela 4.4), refere-se à soma dos desvios quadrados das quantidades (entre grupos, nos grupos e total). E o grau de liberdade refere-se ao número de observações utilizadas para se realizar as estimativas. A coluna referente aos Quadrados Médios representa a soma dos quadrados dividida pelos respectivos graus de liberdade. O valor **F** refere-se à razão entre dois quadrados médios. Quando este número é grande e o nível de significância é baixo (menor que 0,05), a hipótese nula (H_0) deve ser rejeitada. Como mencionado anteriormente, o valor **P** é uma probabilidade e, portanto, varia entre zero e um, sendo que se o valor **P** é menor que 0,05, rejeita-se a hipótese nula (rejeita-se H_0 e aceita-se H_1).

Na Tabela 4.4, observa-se que os valores **P** para os quatro grupos de eletrofácies mostrados na Tabela 4.3 mostram-se menores que 0,05, provando que a hipótese de igualdade entre os grupos (H_0) deve ser rejeitada. Este teste estatístico mostra que, por meio das variáveis independentes quantitativas ρB , R_g , ϕN e D_t , pode-se concluir que os quatro grupos litológicos da Tabela 4.3 são realmente diferentes entre si.

A partir desse resultado, efetua-se o Teste de Médias para que se possa determinar os grupos que diferem entre si, comparados dois a dois, em relação a cada uma das variáveis contínuas (R_g , ρB , ϕN e D_t) utilizadas neste estudo. Os resultados do Teste de Médias para os agrupamentos mostrados na Tabela 4.3 podem ser observados na Tabela 4.5.

Na Tabela 4.5, observa-se que todas as variáveis avaliam de maneira eficaz as diferenças entre os quatro grupos de eletrofácies estabelecidos na Tabela 4.3. Esses resultados podem ser avaliados por intermédio da observação dos valores **P** da Tabela 4.5. Esses valores **P**, em negrito, indicam haver desigualdade entre grupos ($P < 0,05$). E os valores **P** em vermelho (também em negrito), referem-se a valores maiores que 0,05, os quais indicam que esses grupos são iguais entre si se analisados pela referida variável.

Nesse sentido, observa-se a existência de desigualdade entre grupos ($P < 0,05$) para a grande maioria dos casos, quando comparados dois a dois (Tabela 4.5), por intermédio de cada uma das variáveis.

Tabela 4.5: Comparações entre as Médias por Variável.

Variável	Comparação entre Grupos		Diferença entre Médias	Erro Padrão	Valores <i>P</i>
Dt	1	2	3,09	2,10	0,46
		3	17,55	2,99	0,00
		4	-4,72	1,71	0,03
	2	1	-3,09	2,10	0,46
		3	14,47	3,31	0,00
		4	-7,81	2,23	0,00
	3	1	-17,55	2,99	0,00
		2	-14,47	3,31	0,00
		4	-22,28	3,08	0,00
	4	1	4,72	1,71	0,03
		2	7,81	2,23	0,00
		3	22,28	3,08	0,00
Rg	1	2	-11,24	1,45	0,00
		3	3,81	2,07	0,26
		4	-34,01	1,18	0,00
	2	1	11,24	1,45	0,00
		3	15,06	2,29	0,00
		4	-22,77	1,54	0,00
	3	1	-3,81	2,07	0,26
		2	-15,06	2,29	0,00
		4	-37,83	2,13	0,00
	4	1	34,01	1,18	0,00
		2	22,77	1,54	0,00
		3	37,83	2,13	0,00
ϕN	1	2	1,27	1,10	0,66
		3	11,17	1,57	0,00
		4	-4,36	0,90	0,00
	2	1	-1,27	1,10	0,66
		3	9,90	1,74	0,00
		4	-5,63	1,17	0,00
	3	1	-11,17	1,57	0,00
		2	-9,90	1,74	0,00
		4	-15,52	1,62	0,00
	4	1	4,36	0,90	0,00
		2	5,63	1,17	0,00
		3	15,52	1,62	0,00
ρB	1	2	-0,17	0,02	0,00
		3	-0,28	0,02	0,00
		4	-0,18	0,01	0,00
	2	1	0,17	0,02	0,00
		3	-0,11	0,03	0,00
		4	-0,01	0,02	0,86
	3	1	0,28	0,02	0,00
		2	0,11	0,03	0,00
		4	0,10	0,03	0,00
	4	1	0,18	0,01	0,00
		2	0,01	0,02	0,86
		3	-0,10	0,03	0,00

Esses resultados, referentes ao Teste de Médias, sugerem que os agrupamentos mostrados na Tabela 4.3, os quais foram estabelecidos por meio do conhecimento das características de cada litologia e da observação de alguns cruzamentos de perfis em gráficos de dispersão, refletem uma boa coerência estatística, visto que a maioria das variáveis empregadas no estudo reconhece as diferenças existentes entre os quatro grupos pré-estabelecidos.

Em resumo, observa-se que o Teste de Médias, realizado sobre os resultados da Tabela 4.3, indica que o grupo 1 (Rochas Reservatório) é semelhante ao grupo 2 (Rochas Reservatório Argilosas) em relação aos perfis ϕN e Dt . O grupo 2 (Rochas Reservatório Argilosas) se assemelha ao grupo 4 (Rochas não Reservatório) em relação ao perfil ρB e o grupo 3 (Reservatórios Cimentados) se assemelha o grupo 1 (Rochas Reservatório) em relação a R_g .

Os comentários adicionais sobre o Teste das Médias mostrado na Tabela 4.5 estão descritos no Capítulo 5, referente à discussão dos resultados.

4.1.7.2 Análise Discriminante

A aplicação da Análise Discriminante sobre os agrupamentos mostrados na Tabela 4.3 indica um percentual de acerto de 97,2% para as 144 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo, indicando que a avaliação da caracterização de eletrofácies, realizada por meio de métodos qualitativos (Tabela 4.3) para os testemunhos do poço 3-NA02-RJS, apresenta ótimos resultado.

4.1.7.3 Aplicação da Análise de Agrupamentos para a Definição de Eletrofácies

Aspectos Gerais

Nesta etapa, realiza-se a busca de novas classificações de eletrofácies por meio da Análise de Agrupamentos em dois passos. Vale lembrar que este estudo é realizado por intermédio da utilização dos dados de perfis (variáveis contínuas), referentes ao intervalo testemunhado, os quais são relacionados com as litologias descritas nos testemunhos (variáveis categóricas).

Nas próximas etapas, realizam-se vários novos agrupamentos, por meio da Análise de Agrupamentos em dois passos, no sentido de se obter diversas classificações para as oito

litologias descritas na Tabela 4.1. Porém, algumas considerações devem ser realizadas anteriormente ao início desta etapa. Nesse sentido, vale lembrar que as oito litologias analisadas em testemunhos são de composição siliciclástica. A análise dessas litologias por meio de suas descrições em testemunho possibilita que se estabeleçam os números de grupos possíveis para os agrupamentos gerados nesta etapa, os quais devem apresentar coerência em termos de eletrofácies.

Como citado anteriormente, as oito litologias analisadas em testemunhos, de composição siliciclástica, indicam a existência comprovada de um grupo de rochas reservatório (arenitos arcoseanos) e de um outro, constituído de rochas não-reservatório (folhelhos e siltitos). As litologias que não se encaixam nesses dois grupos podem constituir um terceiro grupo, o qual inclui litologias com características de reservatório, porém, associadas a porções ora argilosas ora cimentadas. Ou ainda, essas litologias podem se dividir em dois outros grupos, sendo que um deles inclui litologias com características de reservatórios não argilosos, porém cimentados e o outro, as litologias com características de reservatórios cimentados, entretanto, limpos em relação à presença de argila. Dessa forma, limita-se a Análise de agrupamentos a no máximo quatro grupos e no mínimo três grupos.

Além dos motivos supramencionados, o agrupamento em quatro grupos é gerado para que se possa comparar seus resultados com aqueles obtidos na Tabela 4.3, de onde se espera que haja a discriminação entre as rochas reservatório das não-reservatório, das cimentadas e daquelas que apresentam características de reservatórios argilosos.

Um segundo agrupamento é feito em três grupos, onde se acredita que há a discriminação entre as rochas reservatório das rochas não-reservatório e da indicação de um terceiro grupo de litologias, o qual provavelmente representa a fusão entre as litologias cimentadas e aquelas que apresentam características de reservatórios argilosos.

Ao final desta etapa, referente à aplicação da técnica de Análise de Agrupamentos, tem-se como resultado a realização de três classificações, as quais são obtidas com base em perfis e associadas às litologias descritas nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS.

Como mostrado na Figura 3.2 do capítulo anterior, essas classificações geradas pela Análise de Agrupamentos são posteriormente avaliadas pelas ferramentas estatísticas de

validação usadas neste estudo, as quais envolvem a Análise de Variância, o Teste de Médias e a Análise Discriminante.

Os resultados obtidos podem ser comparados entre si, no sentido de se identificar o melhor agrupamento gerado por esta técnica estatística e de poder compará-lo àquele mostrado na Tabela 4.3, oriundo de análises qualitativas.

4.1.7.3.1 Análise de Agrupamentos com Quatro Grupos

Como citado anteriormente, esta técnica é primeiramente aplicada para que se obtenha o reagrupamento das oito classes litológicas descritas em testemunhos (Tabela 4.1) em quatro grupos. O objetivo é comparar o resultado dessa classificação com aquele, mostrado na Tabela 4.3, oriundo de análises qualitativas as quais englobam o conhecimento das características de cada litologia e da observação de alguns cruzamentos de perfis em gráficos de dispersão. O resultado para essa divisão em quatro grupos é mostrado na Tabela 4.6.

Este resultado (Tabela 4.6) mostra que alguns pontos da litologia 8 foram agrupados com a litologia 21, a qual corresponde à eletrofácies referente às rochas cimentadas. Isto se deve, provavelmente, à presença de níveis cimentados no interior desta litologia. Mas no geral, a mesma se agrupa isoladamente, constituindo a eletrofácies das rochas reservatório.

Da mesma forma, alguns pontos da litologia 15 também se agrupam com a eletrofácies referente às rochas cimentadas. Pela descrição macroscópica, esta litologia se refere a um interlaminado arenoso, bioturbado. Na análise seqüencial de testemunhos deste poço (Figura 4.3), observa-se que ocorre a presença de cimento em um dos quatro intervalos de ocorrência desta litologia. Portanto, este resultado é coerente com as observações macroscópicas descritas para esta litologia.

As outras litologias apresentam 100% das suas observações nos grupos para os quais estas foram direcionadas.

Tabela 4.6 - Análise de Agrupamentos para quatro grupos.

Litologias	8		9		10		12		14		15		16		21	
Grupos	Freq	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%
1	55	93,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	6	0	7	100	8	100	10	100	0	0	12	75	0	0	0	0
3	4	6,8	0	0	0	0	0	0	0	0	4	25	0	0	10	100
4	0	0	0	0	0	0	0	0	15	100	0	0	19	100	0	0
Total	59	100	7	100	8	100	10	100	15	100	16	100	19	100	10	100

Em suma, os grupos litológicos descritos em testemunhos (Tabela 4.1) e reagrupados em quatro grupos por meio da Análise de Agrupamentos resultam na classificação mostrada na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Resultado da Análise de Agrupamentos em quatro grupos.

Litologia	Eletrofácies	Grupos
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)	Rochas Reservatório	1
L9 (Arenito Médio, Cimentado)	Reservatórios Argilosos	2
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)		
L12 (Siltito Argiloso, Estratificado)		
L15 (Interlaminado de Arenito fino/médio, argiloso)		
L21 (Arenito Médio, Cimentado)	Rochas Cimentadas	3
L14 (Folhelho Radioativo)	Rochas não-reservatório	4
L16 (Interlaminado de Siltito e Folhelho)		

A classificação da Tabela 4.7 apresenta algumas diferenças em relação àquela mostrada na Tabela 4.3. Nesse sentido, observa-se que a litologia 8, outrora agrupada com a litologia 9 (Tabela 4.3), encontra-se agrupada em um único grupo, o qual representa o principal reservatório da seção litológica analisada.

O grupo que outrora incluía apenas as litologias 10 e 15 (Tabela 4.3), inclui, desta vez, as litologias 9 e 12. Macroscopicamente, estas litologias apresentam características bastante distintas em relação às litologias 10 e 15 e também entre si. As litologia 10 e 15 apresentam características de rocha reservatório de baixa qualidade (grande volume de argila), com indícios de hidrocarbonetos em testemunhos, enquanto que a litologia 12, por sua vez, constitui-se de

um siltito argiloso, o qual corresponde ao topo da Sequência de Bouma ($T_{d,e}$) e apresenta características mais típicas de rocha não-reservatório. Em relação à litologia 9, esta é descrita como um arenito limpo (sem argilosidade), médio, cimentado, e apresenta características texturais e mineralógicas bastante semelhantes às da litologia 8.

Em relação às eletrofácies referentes às rochas não-reservatório, observa-se que este agrupamento mantém as litologias 14 e 16 e exclui a litologia 12, a qual, como visto anteriormente, foi alocada na eletrofácies correspondente às rochas reservatório argilosas. Mesmo assim, o agrupamento das litologias 14 e 16 mostra-se coerente com as descrições macroscópicas, visto que ambas as litologias constituem exemplos típicos de rochas não-reservatório.

O grupo referente às litologias cimentadas da Tabela 4.7 mantém apenas a litologia 21, repetindo o resultado observado para a classificação mostrada na Tabela 4.3.

Dessa forma, observa-se a existência de algumas inconsistências nos agrupamentos mostrados pela Tabela 4.7. Essas inconsistências se relacionam, basicamente, à associação das litologias 10 e 15 com a 12 e à inclusão da litologia 9 no grupo rochas reservatório argilosas. Os outros agrupamentos apresentam-se coerentes com aqueles observados na Tabela 4.3 (com base em correlação entre rocha e perfil).

A divergência entre os resultados dos agrupamentos oriundos da correlação entre rocha e perfil (Tabela 4.3) e os gerados pela Análise de Agrupamentos (Tabela 4.7) pode revelar informações importantes sobre a caracterização de eletrofácies por meio de perfis geofísicos de poços, associados às informações litológicas. Em relação à litologia 9, a pequena quantidade de pontos amostrados em perfis (apenas sete) para esta litologia deve estar relacionada à não representatividade da mesma em termos de eletrofácies. Os poucos pontos amostrados e, posteriormente, correlacionados a esta litologia, foram coletados de intervalos centimétricos da mesma, dentro da sequência de litologias testemunhadas. Esta característica (baixa amostragem) pode indicar uma imprecisão em relação ao ajuste entre as profundidades de amostragem e de perfis, revelando que esses sete pontos amostrados não se referem à litologia 9, e sim a uma das outras litologias presentes na sequência de rochas testemunhadas. Nesse sentido, observa-se que a litologia 9 é agrupada com a litologia 8 na Tabela 4.3 (análise qualitativa), por apresentar características similares a esta litologia, quando analisada por meio de gráficos de dispersão.

A Tabela 4.8 apresenta as estatísticas básicas para as variáveis, dentro de cada grupo gerado pela análise de agrupamentos em quatro grupos.

Tabela 4.8: Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.

		Dt		Rg		ϕN		ρB	
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
Grupo	1	92,12	7,02	49,31	2,29	24,91	2,29	2,14	0,03
	2	88,46	11,90	64,07	10,51	25,91	2,91	2,28	0,10
	3	96,37	4,01	85,97	7,55	29,51	1,97	2,34	0,03
	4	80,11	14,22	48,28	5,33	12,43	6,94	2,44	0,11
	Todos	90,68	10,29	61,63	16,41	24,69	5,97	2,26	0,12

4.1.7.3.1.1 Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento com Quatro Grupos

A Tabela 4.9 apresenta a Análise de Variância para a classificação em quatro grupos (Tabela 4.7), oriunda da Análise de Agrupamentos em quatro grupos.

Na Tabela 4.9, os valores em negrito (Valores P) para os quatro grupos de eletrofácies são, novamente, menores que 0,05. Este resultado indica haver uma diferença bastante significativa entre os quatro grupos estabelecidos pela Análise de Agrupamentos.

Tabela 4.9: Análise de Variância para 4 Agrupamentos.

		Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F	P
ρB	Entre Grupos	3404,44	3	1134,81	13,55	0,000
	Nos Grupos	11724,92	140	83,75		
	Total	15129,35	143			
Rg	Entre Grupos	31906,76	3	10635,59	224,79	0,000
	Nos Grupos	6624,01	140	47,31		
	Total	38530,77	143			
ϕN	Entre Grupos	3554,34	3	1184,78	108,07	0,000
	Nos Grupos	1534,88	140	10,96		
	Total	5089,22	143			
Dt	Entre Grupos	1,55	3	0,52	121,15	0,000
	Nos Grupos	0,60	140	0,00		
	Total	2,14	143			

Dessa forma, observa-se que a Análise de Variância para os quatro grupos de eletrofácies, oriundos da Análise de Agrupamentos, mostra um resultado positivo para a classificação apresentada na Tabela 4.7.

A Tabela 4.10 apresenta o resultado do Teste de Médias. Os valores **P**, em negrito, indicam haver desigualdade entre grupos ($P < 0,05$).

Tabela 4.10: Comparação entre as Médias dos Grupos.

Variável	Comparação entre Grupos		Diferença entre Médias	Erro Padrão	Valores <i>P</i>
Dt	1	2	3,65	1,95	0,24
		3	12,00	2,49	0,00
		4	-4,25	2,00	0,15
	2	1	-3,65	1,95	0,24
		3	8,35	2,63	0,01
		4	-7,90	2,17	0,00
	3	1	-12,00	2,49	0,00
		2	-8,35	2,63	0,01
		4	-16,25	2,67	0,00
	4	1	4,25	2,00	0,15
		2	7,90	2,17	0,00
		3	16,25	2,67	0,00
Rg	1	2	-14,76	1,46	0,00
		3	1,03	1,87	0,95
		4	-36,65	1,50	0,00
	2	1	14,76	1,46	0,00
		3	15,79	1,98	0,00
		4	-21,90	1,63	0,00
	3	1	-1,03	1,87	0,95
		2	-15,79	1,98	0,00
		4	-37,68	2,01	0,00
	4	1	36,65	1,50	0,00
		2	21,90	1,63	0,00
		3	37,68	2,01	0,00
φN	1	2	-0,99	0,70	0,49
		3	12,48	0,90	0,00
		4	-4,60	0,72	0,00
	2	1	0,99	0,70	0,49
		3	13,48	0,95	0,00
		4	-3,61	0,79	0,00
	3	1	-12,48	0,90	0,00
		2	-13,48	0,95	0,00
		4	-17,08	0,97	0,00
	4	1	4,60	0,72	0,00
		2	3,61	0,79	0,00
		3	17,08	0,97	0,00
ρB	1	2	-0,13	0,01	0,00
		3	-0,30	0,02	0,00
		4	-0,19	0,01	0,00
	2	1	0,13	0,01	0,00
		3	-0,16	0,02	0,00
		4	-0,06	0,02	0,00
	3	1	0,30	0,02	0,00
		2	0,16	0,02	0,00
		4	0,11	0,02	0,00
	4	1	0,19	0,01	0,00
		2	0,06	0,02	0,00
		3	-0,11	0,02	0,00

Os valores **P** em vermelho (Tabela 4.10) referem-se a valores maiores que 0,05, os quais indicam que esses grupos são iguais entre si, se analisados pela referida variável. Neste caso, a hipótese de igualdade entre os grupos indica que a variável em questão não discrimina as duas classes litológicas.

Em suma, observa-se que o Teste de Médias (Tabela 4.10), realizado sobre os agrupamentos da Tabela 4.7, mostra bons resultados em termos de discriminação das classes litológicas.

Destaca-se, porém, o melhor desempenho da variável ρB e, secundariamente, das variáveis R_g e ϕN para discriminar os grupos oriundos da Análise de Agrupamentos em quatro grupos, mostrado na Tabela 4.7.

4.1.7.3.1.2 Análise Discriminante para o Agrupamento em Quatro Grupos

A aplicação da Análise Discriminante sobre os agrupamentos mostrados na Tabela 4.3 indica um percentual de acerto de 88,2% para as 144 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo, indicando que a caracterização de eletrofácies, realizada por meio da Análise de Agrupamentos em quatro grupos para os testemunhos do poço 3-NA02-RJS (Tabela 4.7), também apresenta um bom resultado, porém, inferior àquele mostrado pela classificação qualitativa da Tabela 4.3, segundo a avaliação da Análise Discriminante.

4.1.7.3.2 Análise de Agrupamentos com Três Grupos

Nesta análise, classificam-se as litologias da mesma forma que na etapa anterior, ou seja, por meio da aplicação da Análise de Agrupamentos. Entretanto, a análise é orientada para que sejam obtidos apenas 3 grupos. O resultado desta análise é mostrado na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Análise de Agrupamentos para três grupos.

Litologias	8		9		10		12		14		15		16		21	
Grupos	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%
1	57	96,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2	3,4	7	100	8	100	10	100	0	0	16	100	0	0	10	100
3	0	0	0	0	0	0	0	0	15	100	0	0	19	100	0	0
Total	59	100	7	100	8	100	10	100	15	100	16	100	19	10	11	100

O resultado acima mostra, novamente, que alguns pontos da litologia 8 foram agrupados com a litologia 21, a qual corresponde à eletrofácies referente às rochas cimentadas. Isto se deve, provavelmente, à presença de níveis cimentados no interior desta litologia. Mas no geral, a mesma se agrupa isoladamente, constituindo a eletrofácies das rochas reservatório. As outras litologias apresentam 100% das suas observações nos grupos aos quais foram direcionadas.

Em suma, os grupos litológicos descritos em testemunhos (Tabela 4.1) e reagrupados em três grupos por meio da Análise de Agrupamentos (Tabela 4.11), resultam na classificação mostrada na Tabela 4.12.

Tabela 4.12: Resultado da Análise de Agrupamento em três grupos.

Litologia	Grupos
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)	1
L9 (Arenito Médio, Cimentado)	
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)	2
L12 (Siltito Argiloso, Estratificado)	
L15 (Interlaminado de Arenito fino/médio, argiloso)	
L21 (Arenito Médio, Cimentado)	
L14 (Folhelho Radioativo)	
L16 (Interlaminado de Siltito e Folhelho)	3

A classificação mostrada na Tabela 4.12 apresenta algumas semelhanças em relação àquela mostrada na Tabela 4.7 (agrupamento em quatro grupos). Nesse sentido, observa-se que a litologia 8, novamente, se agrupa em um único grupo, o qual representa o principal reservatório da seção litológica analisada e constitui a eletrofácies referente às rochas reservatório (grupo 2).

O grupo que outrora incluía as litologias 9, 10, 12 e 15 (Tabela 4.7) inclui desta vez a litologia 21, a qual corresponde a um arenito médio, cimentado e que, na análise anterior (Tabela 4.7), representava a eletrofácies referente às rochas cimentadas.

Em relação à eletrofácies referente às rochas não-reservatório (grupo 3) (Tabela 4.12), observa-se que este agrupamento em três grupos mantém as litologias 14 e 16.

Em suma, este agrupamento em três grupos (Tabela 4.12) mostra um bom resultado em termos de classes de eletrofácies, principalmente no que se refere à separação entre rochas reservatório e rochas não-reservatório. Nesse sentido, observa-se que nesta nova classificação a litologia 8 (Rocha Reservatório) (grupo 1) continua isolada das demais.

O grupo 2 da tabela 4.12 representa a união dos grupos 2 (rochas reservatório argilosas) e 3 (rochas cimentadas) da classificação anterior (Tabela 4.7). Nesta classificação em três grupos, fica difícil aplicar uma denominação para este grupo, visto que o mesmo reúne litologias diversas, as quais apresentam características de reservatórios argilosos (litologias 10 e 15), de rochas não-reservatório (litologia 15) e de rochas cimentadas (litologia 21).

O grupo 3 (Rochas não-reservatório), como observado anteriormente, inclui as litologias típicas das rochas não-reservatório, analisadas nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS.

A Tabela 4.13 mostra as estatísticas básicas referentes às variáveis, dentro de cada um dos grupos gerados pela análise de agrupamentos em três grupos.

Tabela 4.13: Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.

		Dt		Rg		ϕN		ρB	
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
Grupo	1	91,76	7,18	49,20	2,34	24,58	2,84	2,15	0,040
	2	85,88	13,39	59,39	11,71	21,72	7,91	2,33	0,127
	3	96,37	4,01	85,97	7,55	29,51	1,97	2,34	0,026
	Todos	90,68	10,29	61,63	16,41	24,69	5,97	2,26	0,122

4.1.7.3.2.1 Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento com Três Grupos.

Como pode ser observado na Tabela 4.14, a Análise de Variância realizada sobre os resultados da Análise de Agrupamentos em três grupos mostra, novamente, que existem diferenças bastante significativas entre os três grupos (valores $P < 0,05$).

Tabela 4.14: Análise de Variância.

		Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F	P
Dt	Entre Grupos	2388,06	2	1194,03	13,21	0,000
	Nos Grupos	12741,30	141	90,36		
	Total	15129,35	143			
Rg	Entre Grupos	29207,36	2	14603,68	220,86	0,000
	Nos Grupos	9323,41	141	66,12		
	Total	38530,77	143			
φN	Entre Grupos	1259,58	2	629,79	23,19	0,000
	Nos Grupos	3829,65	141	27,16		
	Total	5089,22	143			
ρB	Entre Grupos	1,19	2	0,60	88,22	0,000
	Nos Grupos	0,95	141	0,01		
	Total	2,14	143			

Na Tabela 4.14, observa-se novamente que a Análise de Variância para os três grupos de eletrofácies, oriundos da Análise de Agrupamentos, mostra um resultado positivo para a classificação apresentada na Tabela 4.12.

A Tabela 4.15 mostra os resultados obtidos no Teste de Médias para o agrupamento em três grupos, mostrado na Tabela 4.12.

Em relação a este teste (Tabela 4.15), observa-se que as variáveis diferenciam melhor os três grupos, se comparado ao resultado mostrado na Tabela 4.10. Esses resultados, referentes ao Teste de Médias para os grupos gerados pela Análise de Agrupamentos em três grupos, sugerem que os agrupamentos mostrados na Tabela 4.12 refletem uma sensível melhora no desempenho de todas as variáveis em discriminar grupos litológicos distintos (eletrofácies).

Tabela 4.15: Comparações das Médias dos Grupos.

Variável	Comparação entre Grupos		Diferença entre Médias	Erro Padrão	Valores <i>P</i>
Dt	1	2	5,88	1,81	0,00
		3	-4,61	2,06	0,07
	2	1	-5,88	1,81	0,00
		3	-10,49	2,09	0,00
	3	1	4,61	2,06	0,07
		2	10,49	2,09	0,00
Rg	1	2	-10,18	1,55	0,00
		3	-36,76	1,76	0,00
	2	1	10,18	1,55	0,00
		3	-26,58	1,79	0,00
	3	1	36,76	1,76	0,00
		2	26,58	1,79	0,00
φN	1	2	2,87	0,99	0,01
		3	-4,93	1,13	0,00
	2	1	-2,87	0,99	0,01
		3	-7,79	1,15	0,00
	3	1	4,93	1,13	0,00
		2	7,79	1,15	0,00
ρB	1	2	-0,18	0,02	0,00
		3	-0,19	0,02	0,00
	2	1	0,18	0,02	0,00
		3	0,00	0,02	0,99
	3	1	0,19	0,02	0,00
		2	0,00	0,02	0,99

Dentro deste contexto, observa-se, apenas, que Dt não diferencia o grupo 1 (rochas reservatório) do 3 (rochas não-reservatório) e ρB não discrimina o grupo 2 (mistura de litologias) do 3 (rochas não-reservatório). Esta característica provavelmente se relaciona ao fato de que esses dois grupos litológicos se situam em faixas próximas de valores de densidade.

4.1.7.3.2.2 Análise Discriminante para o Agrupamento em Três Grupos.

A aplicação da Análise Discriminante sobre os agrupamentos mostrados na Tabela 4.12, indica um percentual de acerto de 88,9% para as 144 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo, mostrando que a caracterização de eletrofácies, realizada por meio da Análise de

Agrupamentos em três grupos para os testemunhos do poço 3-NA02-RJS (Tabela 4.12), apresenta um resultado um pouco melhor se comparado àquele, referente à Análise de Agrupamentos em quatro grupos (Tabela 4.7), porém, inferior ao primeiro deles, o qual foi realizado por meio de métodos qualitativos (Tabela 4.3), segundo a avaliação da Análise Discriminante.

4.2 Aplicação do Método para o 3-NA01A-RJS

Aspectos Gerais

Na seção anterior, apresentou-se a análise qualitativa dos dados de rocha e perfil referentes ao intervalo testemunhado do poço 3-NA02-RJS (Figura 4.2, seta vermelha), com o objetivo de se estabelecer uma compatibilização entre essas duas fontes de dados e se caracterizar eletrofácies.

Como mencionado anteriormente, essa análise foi desenvolvida em detalhes, visando a geração de um resultado completo da aplicação da etapa 1 do método proposto neste estudo (Figura 3.2).

Nesta seção, desenvolvem-se os mesmos passos para a correlação entre rocha e perfil do poço 3-NA01A-RJS, sendo que desta vez, a análise é feita de maneira resumida, onde se comentam apenas as observações mais importantes sobre as litologias analisadas. Por este motivo, a análise litológica, os histogramas e os gráficos de dispersão referentes A este poço são mostrados e interpretados em conjunto, pois o procedimento utilizado para interpretá-los foi abordado de maneira detalhada na seção anterior, durante a análise qualitativa do poço 3-NA02-RJS.

4.2.1 Correlação entre Rocha e Perfil para o Poço 3-NA01A-RJS

4.2.1.1 Apresentação das Litologias e dos Perfis Utilizados

A Figura 4.22 mostra os resultados da análise sequencial de testemunhos, para o poço 3-NA01A-RJS. As descrições detalhadas das litologias mencionadas para este poço são mostradas na Tabela 4.16.

Como pode ser observado na Figura 4.22, a litologia 3, constituída de um diamictito arenoso, lamoso, é relativamente bem representada no testemunho (cerca de 4,2 m de espessura) e em termos de amostras de perfis (21 amostras). Em relação aos perfis de porosidade (ρB e ϕN), observa-se a não inversão entre essas curvas (lado direito da Figura 4.22), as quais

apresentam altos valores de ρ_B e baixos valores de ϕ_N , indicando a ausência de porosidade. Porém, a descrição macroscópica desta litologia aponta a existência de alguns indícios pontuais de hidrocarbonetos.

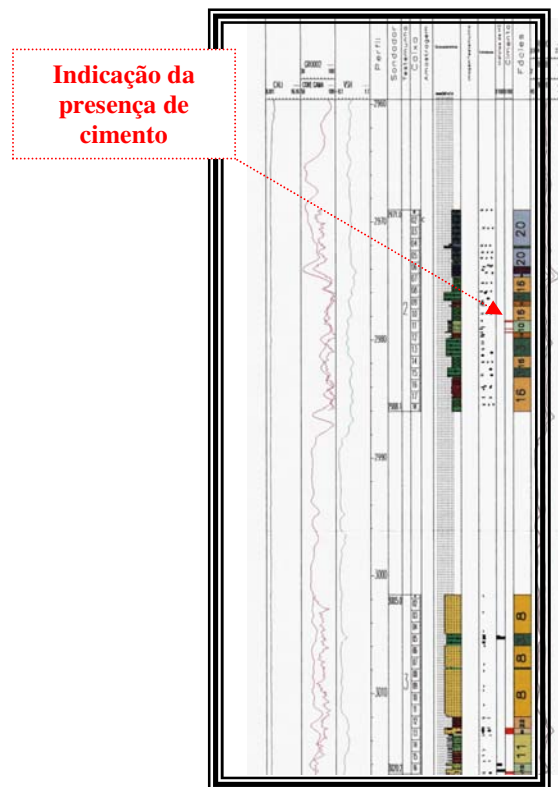


Figura 4.22: Análise seqüencial de testemunhos do poço 3-NA01A-RJS (Fonte: ANP).

Em relação à litologia 8, novamente, observam-se boas características petrofísicas para este arenito, as quais são confirmadas pelo comportamento das curvas dos perfis de densidade e de nêutrons (Figura 4.22), em padrão *crossover* ($\rho_B \square$ e $\phi_N \square$). Porém, desta vez não se observa qualquer indício de hidrocarbonetos, associados a esta litologia, nos testemunhos deste poço. A mesma é bem representada no testemunho (cerca de 9,5 m) e em termos de número de amostras nos perfis (46 amostras em intervalos de 20 em 20 cm).

Em relação à litologia 10, observa-se, novamente, que a mesma é pouco representada no testemunho (apenas um intervalo de cerca de 2 metros de espessura) e em termos de amostras de perfis (10 amostras). Suas características em perfil repetem aquelas descritas para o poço 3-NA02-RJS, com exceção da ausência completa de indícios de hidrocarbonetos. Por apresentar alta variabilidade litológica dentro dos seus limites (intercalações de arenito médio com

folhelho), este intervalo de classe litológica, provavelmente, não apresenta boa discriminação em perfis, em relação às outras litologias argilosas que ocorrem nesses testemunhos.

A litologia 11 é constituída de intercalações centimétricas de arenito e folhelho, finamente estratificadas, as quais são descritas como correspondentes aos intervalos T_{bcd}e da Sequência de Bouma. Em perfil, esta litologia apresenta porosidade mediana em relação aos perfis ϕ N e ρ B. Em relação à representatividade em testemunhos, esta litologia ocorre apenas em um intervalo de cerca de 2,6 m é representada por 13 amostras em perfis.

As litologias 12 e 16, como descritas no poço 3-NA02-RJS, representam as classes de rochas tipicamente não-reservatório. Neste poço, a litologia 12 apresenta-se muito pouco representada, em intervalos que totalizam cerca de 1 m de espessura e que apresentam um total de 6 amostras em perfis. A litologia 16, ao contrário, é bem representada nestes testemunhos e seus intervalos totalizam cerca de 1,7 m, com 34 amostras em perfis. Por intermédio da análise conjunta dos perfis de densidade e de nêutrons (Figura 4.22), observa-se que estas litologias se caracterizam como rochas não-reservatório (curvas não invertidas, indicando ausência de porosidade).

A litologia 17 constitui-se de uma marga bioturbada, a qual é muito pouco representada nestes testemunhos, sendo que a mesma ocorre em um único intervalo de cerca de 60 cm de espessura, o qual corresponde a apenas 3 amostras em perfis.

A litologia 20 constitui-se de um folhelho siltico, com níveis de marga bioturbada. Esta é bem representada nos testemunhos deste poço, sendo que seus intervalos de ocorrência totalizam cerca de 5m de espessura, os quais correspondem a 25 amostras em perfis. Pela análise das curvas de ϕ N e ρ B (Figura 4.22), a mesma constitui uma rocha tipicamente não-reservatório (curvas não invertidas).

A litologia 21, como descrita no poço 3-NA02-RJS, corresponde a um arenito médio, totalmente cimentado. Nestes testemunhos, esta ocorre em apenas um intervalo de cerca de 1m de espessura, apresentando 4 amostras em perfis. A análise das curvas de ϕ N e ρ B frente ao seu intervalo de ocorrência mostra que esta litologia apresenta certo volume poroso. Porém, a descrição macroscópica indica que a mesma apresenta-se totalmente cimentada.

A litologia 22 corresponde a um siltito argiloso, com intercalações de arenito. Não há detalhes da descrição desta litologia na fonte consultada (ANP). A mesma ocorre em um único

intervalo de cerca de 1m de espessura e apresenta 5 amostras em perfis. O padrão das curvas de ϕN e ρB frente a este intervalo (Figura 4.22) indicam ausência de porosidade para esta litologia.

A Tabela 4.16 mostra as descrições detalhadas das litologias descritas na análise seqüencial de testemunhos do poço 3-NA01A-RJS.

Tabela 4.16 - Litologias identificadas nos testemunhos do poço 3-NA01A-RJS.

LITOLOGIA	DENOMINAÇÃO	DESCRIÇÃO
3	Diamictito Arenoso, Lamoso	<i>Arcabouço desagregado, suportado por matriz siliciclástica arenosa/lamosa. Formado por cascalho de matriz lítica (quartzo, granito, calcilutito e folhelho). Feições de deformação.</i>
8	Arenito Médio, Gradado ou Maciço	<i>Composição arcoseana, bem selecionado, às vezes com gradação calda grossa ou incipiente.</i>
10	Arenito/Folhelho Interestratificados	<i>Intercalações de até 1m de arenito médio gradacional a arenito com ripples e folhelho.</i>
11	Arenito/Folhelho, finamente estratificado	<i>Camadas centimétricas de arenito fino (com estratificação plano-paralela e ripples), gradacional a níveis de siltito e folhelho. Seqüência de Bouma Tbcde.</i>
12	Siltito Argiloso, Estratificado	<i>Camadas centimétricas (< 20cm) de siltito, gradando a folhelho. Alta razão folhelho/areia. Seqüência de Bouma.</i>
16	Interlaminado de Siltito e Folhelho, Deformado	<i>Formam níveis irregulares de espessura variável de silte cinza claro e folhelho cinza escuro, bioturbados.</i>
17	Marga Bioturbada	<i>Apresenta de 35 a 50% de $CaCO_3$.</i>
20	Folhelho siltico, com níveis de marga bioturbada	<i>intercalações de folhelho cinza escuro com marga cinza clara, muito bioturbada.</i>
21	Arenito Cimentado, com Feições de Escorregamento	<i>Arenito médio; feições de deformação interna e totalmente cimentada. Clastos com arranjo desordenado, mal selecionados e angulosos.</i>
22	Siltito Argiloso/Arenito	<i>Não há descrição para esta litologia.</i>

4.2.1.2 Análise dos Histogramas de ρB , Dt, ϕN e Rg

A Figura 4.23 mostra os histogramas das variáveis ρB , Dt, ϕN e Rg do poço 3-NA01A-RJS.

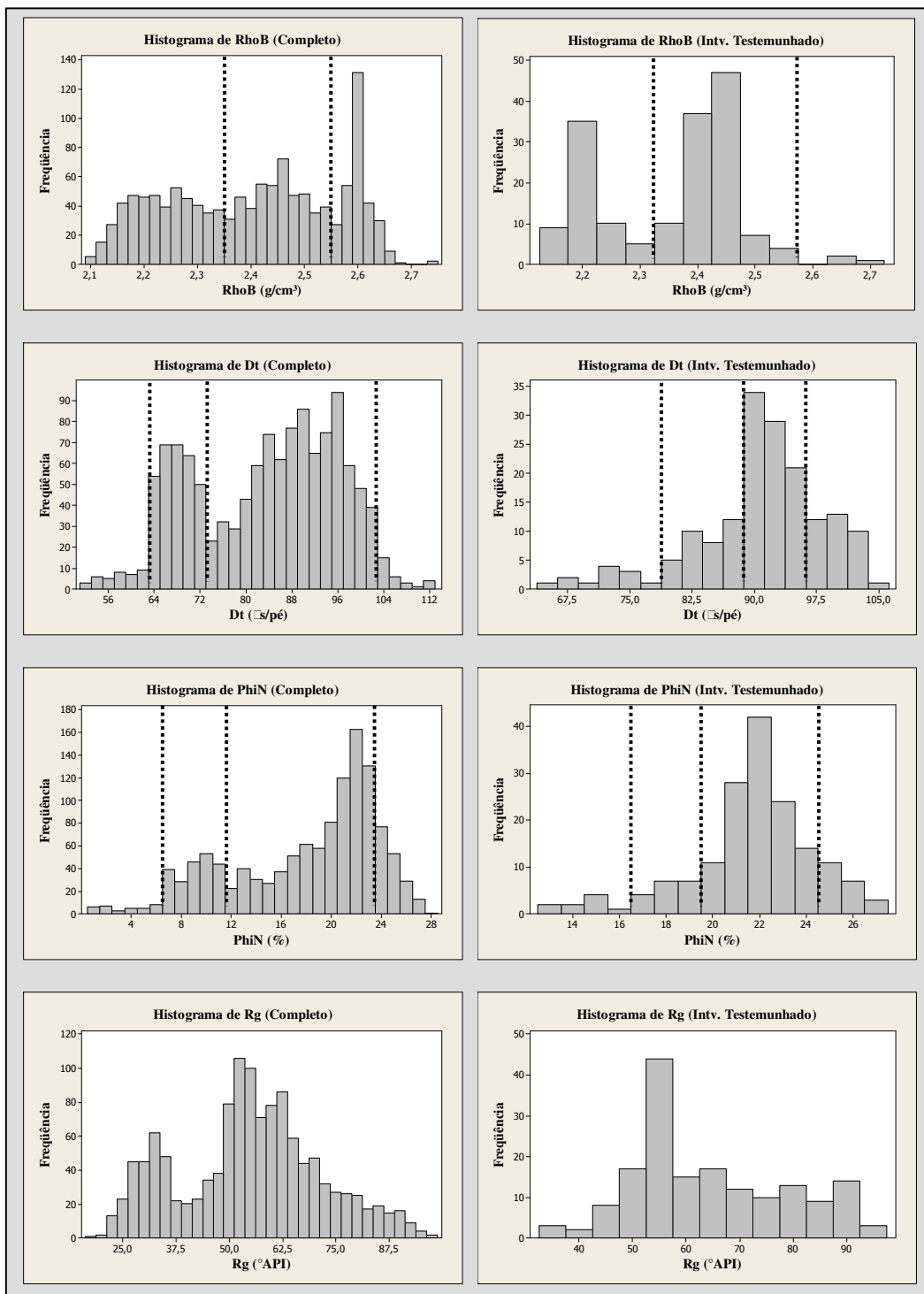


Figura 4.23 - Histogramas das variáveis ρ_B , Dt, ϕ_N e Rg do poço 3-NA01A-RJS.

A análise conjunta dos histogramas dos perfis do poço 3-NA01A-RJS mostra algumas características estatísticas referentes às variáveis utilizadas neste estudo, as quais possibilitam que se chegue a algumas conclusões importantes.

Em relação ao perfil ρ_B , no histograma da esquerda, as observações se distribuem entre os valores 2,09 e 2,74 g/cm³ de ρ_B , com média em torno de 2,42 g/cm³. No da direita, essas se distribuem entre os valores 2,15 e 2,68 g/cm³, com média em torno de 2,40 g/cm³.

O conjunto completo das observações (Figura 4.23, à esquerda) apresenta uma distribuição de frequências cujo formato sugere haver três sub-populações de amostras de caráter normal, as quais, provavelmente, indicam a existência de três classes litológicas distintas entre si em relação a este atributo. Esta característica se repete no histograma da direita, o qual representa as observações referentes ao intervalo testemunhado (Figura 4.23), porém, com menor representatividade para as amostras de alta densidade. Além disso, a semelhança no formato e nos limites das três classes discriminadas nos histogramas de ρ_B indica que as observações referentes ao intervalo testemunhado são representativas em relação ao conjunto completo dos dados de ρ_B do poço todo.

Em relação à Dt, no histograma da esquerda (completo) as observações se distribuem entre os valores 50 s/ft e 112,95 s/ft de intervalo de tempo de trânsito, com média de 85,42 s/ft. No da direita (intv. Testemunhado) as observações se distribuem entre os valores 65,56 e 103,92 s/ft, com média aproximada de 91,74 s/ft.

Em relação a ϕ_N , no histograma da esquerda da Figura 4.23, as observações se distribuem entre os valores 0,57 e 27,84%, sendo a média em torno de 20,17%. No histograma da direita, as observações se distribuem entre os valores 12,64 e 27,07%, com média em torno de 21,88%.

Os perfis Dt e ϕ_N apresentam-se semelhantes em relação ao formato das suas distribuições de frequências nos histogramas da Figura 4.23. Nesse sentido, observa-se que o histograma de ϕ_N da esquerda (intervalo perfilado completo), e os de Dt (da esquerda e da direita) apresentam o padrão normal assimétrico, com as maiores frequências localizadas nas porções à direita dos gráficos. O de Dt, da esquerda da Figura 4.23, sugere haver duas sub-populações de amostras de caráter normal. Porém, os quatro histogramas sugerem haver quatro classes de rochas em relação à porosidade.

Em relação ao perfil de Rg, no histograma da esquerda, as observações se distribuem entre os valores 18,69 e 98,18°API, sendo a média em torno de 55,28°API. No da direita, estas se distribuem entre os valores 35,18 e 96,04 °API, com média em torno de 60,88°API. O formato das distribuições de frequências observado nos histogramas de Rg (Figura 4.23) também apresenta padrão normal assimétrico. Da mesma forma que no poço 3-NA02-RJS, para este poço as maiores frequências localizam-se nas porções à esquerda dos histogramas (Figura 4.23), indicando haver maior volume de rochas com níveis de radioatividade intermediários a baixos no contexto geral do poço. E como nos histogramas anteriores, estes histogramas (intervalo completo e testemunhado) também se apresentam similares em relação ao formato das suas distribuições de frequências.

4.2.1.3 Análise de Gráficos de Dispersão entre ρ_B , Dt, ϕ_N e Rg

Esta seção inclui a análise do cruzamento entre as variáveis ρ_B , Dt, ϕ_N e Rg, por meio de gráficos de dispersão, do poço 3-NA01A-RJS. O objetivo é agregar informação às análises realizadas por intermédio dos histogramas e testar a habilidade das variáveis em termos de discriminar litologias (agrupamentos), quando analisadas em conjunto.

As Figuras 4.24 e 4.25 mostram todos gráficos de dispersão do poço 3-NA01A-RJS, os quais foram realizados por intermédio do cruzamento das variáveis ρ_B , Dt, ϕ_N e Rg.

Nessas figuras, os gráficos localizados à esquerda referem-se ao conjunto de dados de perfis, coletados frente aos intervalos testemunhados. E os da direita, representam a sobreposição dos dados dos intervalos testemunhados sobre os dados amostrados no poço todo (intervalo perfilado completo).

A análise desses gráficos (Figuras 4.24 e 4.25) permite que se chegue a algumas conclusões acerca dos agrupamentos litológicos resultantes do cruzamento dos perfis utilizados neste estudo.

De maneira geral, observa-se que apenas os cruzamentos de ρ_B com as outras variáveis apresentam bons resultados em termos de agrupamentos litológicos. Nesse sentido, observa-se que os cruzamentos de ρ_B com Rg, ϕ_N e Dt discriminam perfeitamente a litologia 8 (áreas pontilhadas à esquerda da Figura 4.25) das demais. Essas áreas, referentes à litologia 8,

apresentam valores de ρ_B entre 2,15 e 2,25 g/cm³, de R_g entre 50 e 70° API, de ϕ_N entre 20 e 25% e D_t entre 85 e 105 μ s/pé.

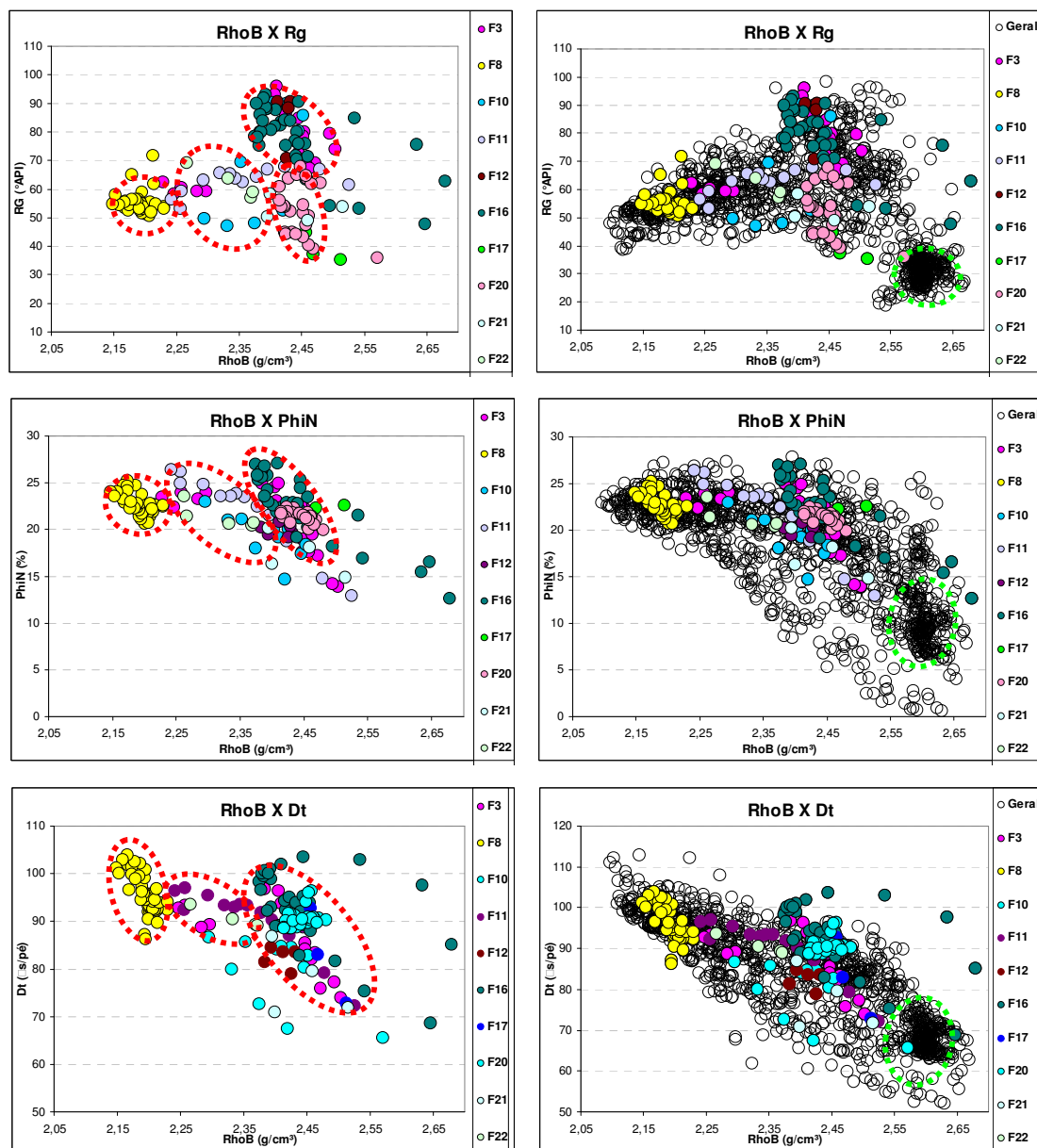


Figura 4.24 – Gráficos de Dispersão entre os perfis ρ_B X R_g , ρ_B X Φ_N e ρ_B X D_t do poço 3-NA01A-RJS. Os gráficos da esquerda referem-se às amostras de perfis do intervalo testemunhado. Os gráficos da direita correlacionam essas amostras com as do poço completo.

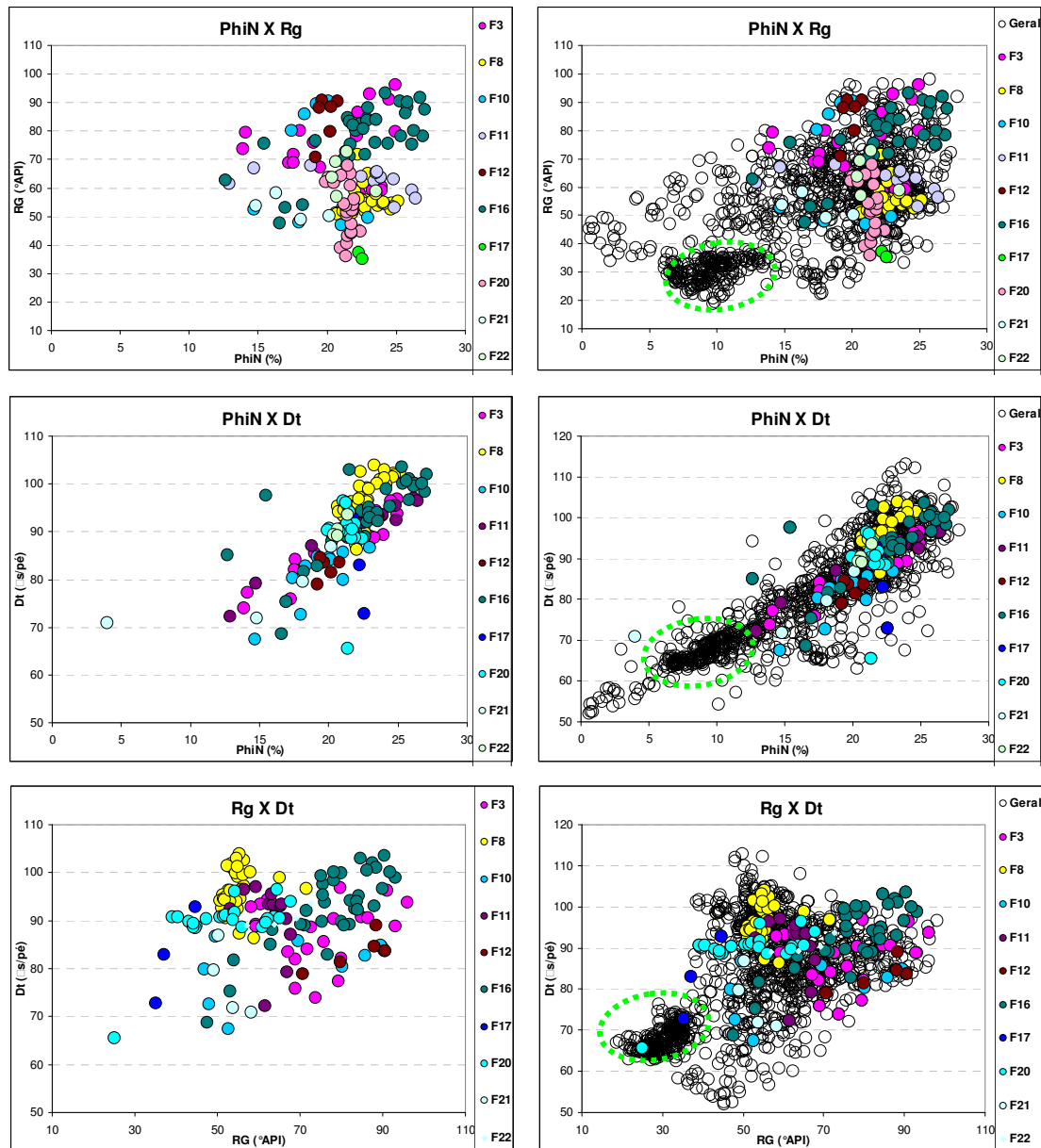


Figura 4.25 – Gráficos de Dispersão entre os perfis $\Phi N \times Rg$, $\Phi N \times Dt$ e $Rg \times Dt$ do poço 3-NA01A-RJS. Os gráficos da esquerda referem-se às amostras de perfis do intervalo testemunhado. Os gráficos da direita correlacionam essas amostras com as do poço completo.

Essas quatro faixas de valores, referentes aos atributos medidos pelos perfis, caracterizam perfeitamente a litologia 8 como uma eletrofácies, a qual se refere à rochas reservatório. Em relação aos outros cruzamentos (sem a participação de ρB), torna-se praticamente impossível caracterizar esta eletrofácies, já que a litologia 8 se mistura com outras classes litológicas.

Outros agrupamentos, um pouco menos definidos, podem ser identificados na Figura 4.24, em relação aos cruzamentos de ρ_B com as outras variáveis. Dentre eles, observa-se primeiramente aquele referente ao cruzamento de ρ_B com R_g , localizado na parte superior do gráfico. Essa área apresenta valores elevados de ρ_B (entre 2,35 e 2,50 g/cm³) e de R_g (entre 70 e 95° API) e inclui as litologias 3, 12 e 16, as quais são descritas macroscopicamente (Tabela 4.16) como rochas tipicamente não-reservatório. Provavelmente, essa área do gráfico está relacionada à eletrofácies referente a essa classe de rochas. Ainda em relação ao cruzamento de ρ_B com R_g , observa-se a existência de outra área de agrupamento e pontos, localizada na porção inferior direita do gráfico, a qual apresenta valores de ρ_B entre 2,35 e 2,45 g/cm³ e de R_g entre 35 e 65° API e inclui a litologia 20. Esta litologia é descrita macroscopicamente como um folhelho siltico, com níveis de marga bioturbada. Em relação a R_g , esta litologia não se inclui à eletrofácies descrita anteriormente (rochas não-reservatório), por apresentar níveis mais baixos de radioatividade natural. Porém, pelas características macroscópicas, associadas aos valores elevados de densidade (entre 2,35 e 2,45 g/cm³), a mesma é interpretada como pertencente ao grupo das rochas não-reservatório. Nesse sentido, observa-se que a mesma se agrupa com as rochas não-reservatório no cruzamento entre ρ_B e ϕ_N (Figura 4.24). A alta faixa de porosidade lida por meio do perfil ϕ_N (aproximadamente entre 17 e 27%) está relacionada, provavelmente, à presença de microporosidade nessas rochas argilosas.

Ainda em relação ao cruzamento entre ρ_B e R_g , observa-se um quarto agrupamento, localizado na porção central do gráfico (Figura 4.2). Esta apresenta valores de ρ_B entre 2,25 e 2,35 g/cm³ e de R_g entre 45 e 70° API e inclui as litologias 10, 11 e 22, descritas macroscopicamente (Tabela 4.16) como misturas de arenito com siltito e folhelho em proporções variadas. Provavelmente, esta área está relacionada às litologias que apresentam volumes porosos associados a altos volumes de argila, as quais caracterizam reservatórios de má qualidade. Este agrupamento também pode ser observado no cruzamento de ρ_B com ϕ_N (aproximadamente entre 15 e 25%), reforçando a hipótese da existência de uma eletrofácies relacionada aos reservatórios argilosos. Nesse sentido, vale lembrar que a litologia 10 apresenta indícios de hidrocarbonetos nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS, analisado anteriormente.

Em relação ao cruzamento de ρ_B com D_t , observa-se a existência de três agrupamentos. O primeiro e mais bem definido é o que está relacionado à eletrofácies das rochas reservatório (área pontilhada à esquerda da Figura 4.24), o qual inclui apenas a litologia 8. O segundo

agrupa todas as outras litologias, com exceção da litologia 11, a qual tende a se agrupar isoladamente e constituir um terceiro grupo.

As litologias 17 (três amostras) e 21 (quatro amostras) não foram comentadas devido a baixa representatividade das mesmas nos testemunhos deste poço.

As outras associações entre os perfis (ϕN X Rg, ϕN X Dt e Rg X Dt) do poço 3-NA01A-RJS (Figura 4.25) mostram-se inconclusivas em termos de agrupamentos de classes litológicas. Nesse sentido, vale observar que essas associações agrupam a litologia 8, a qual constitui o principal reservatório da sequência de rochas analisadas, com litologias argilosas e típicas da classe de rochas não-reservatório.

Por intermédio da análise dos histogramas (Figura 4.23) e, principalmente, das avaliações dos resultados mostrados nos seis gráficos de dispersão (Figuras 4.24 e 4.25), realizados entre as variáveis Rg, ρB , ϕN e Dt, torna-se possível chegar a uma reclassificação para as litologias descritas nos testemunhos do poço 3-NA01A-RJS. Essa reclassificação representa um reagrupamento das dez classes litológicas descritas em testemunhos, sendo que esses novos grupos representam as eletrofácies, as quais são caracterizadas com base nas descrições das litologias presentes nos testemunhos relacionadas ao conjunto de perfis do poço 3-NA01A-RJS.

Dessa forma, a nova classificação proposta para estas rochas é mostrada na Tabela 4.17.

Tabela 4.17 Classificação de eletrofácies para o poço 3-NA02-RJS.

Litologias em Testemunho	Eletrofácies	Grupos
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)	Classe das Rochas Reservatório	1
L3 (Diamictito Arenoso, Lamoso)	Classe das Rochas Não-reservatório	2
L12 (Siltito Argiloso, Estratificado)		
L16 (Interlaminado de Siltito e Folhelho)		
L20 (Folhelho siltico, com níveis de marga bioturbada)		
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)	Rochas Reservatório Muito Argilosas	3
L11 (Arenito/Folhelho, finamente estratificado)		
L22 (Siltito Argiloso/Arenito Deformado)		

Em relação às litologias 17 (três amostras em perfis) e 21 (quatro amostras em perfis), estas não foram incluídas na classificação final por não terem mostrado relação com nenhum dos três grupos mostrados na Tabela 4.17, os quais foram estabelecidos por meio de análises

qualitativas. Porém, as mesmas são incluídas nas seções que envolvem a Análise de Agrupamentos em dois passos e ferramentas estatísticas de validação de resultados (ANOVA, Teste de Médias e Análise Discriminante).

4.2.2 Aplicação de Estatística Multivariada para o 3-NA01A-RJS

Nesta seção, a qual corresponde à Etapa 2 da Figura 3.1, o objetivo é avaliar a acurácia dos resultados obtidos pela reorganização das litologias descritas nos testemunhos em novos grupos de eletrofácies (Tabela 4.17) para o poço 3-NA01A-RJS. Além disso, são propostos novos agrupamentos de classes litológicas, com base em perfis e por meio da técnica estatística de Análise de agrupamentos.

Em seguida, o agrupamento mostrado na Tabela 4.17 e aqueles resultantes da Análise de agrupamentos são avaliados por meio das ferramentas estatísticas de Análise de variância, Teste de Médias e Análise Discriminante.

4.2.2.1 Análise de Variância e Teste de Médias

Inicialmente, os agrupamentos mostrados na Tabela 4.17 são submetidos à Análise de Variância, com o objetivo de testar se os mesmos são diferentes entre si. Posteriormente, realiza-se um Teste de Médias, no sentido de se verificar se os grupos diferem entre si, dois a dois, em relação a cada uma das variáveis (Rg, ρB , ϕN e Dt) utilizadas neste estudo.

A Tabela 4.18 mostra os resultados da Análise de Variância (ANOVA) para o poço 3-NA01A-RJS.

Na Tabela 4.18, observa-se que os valores **P** para os quatro grupos de eletrofácies mostrados na Tabela 4.17 mostram-se menores que 0,05, provando que a hipótese de igualdade entre os grupos (H_0) deve ser rejeitada. Em outras palavras, este teste estatístico mostra que, por meio das variáveis independentes quantitativas ρB , Rg, ϕN e Dt, pode-se concluir que os quatro grupos litológicos da Tabela 4.17 são realmente diferentes entre si.

A partir deste resultado, efetua-se o Teste de Médias para que se possa determinar os grupos que diferem entre si em relação a cada uma das variáveis contínuas (Rg, ρB , ϕN e Dt), utilizadas neste estudo.

Tabela 4.18: Análise de Variância.

		Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F	P
ρB	Entre Grupos	1575,81	2	787,90	18,46	0,000
	Nos Grupos	6702,85	157	42,69		
	Total	8278,66	159			
Rg	Entre Grupos	7154,14	2	3577,07	22,65	0,000
	Nos Grupos	24791,95	157	157,91		
	Total	31946,08	159			
ϕN	Entre Grupos	44,61	2	22,31	3,31	0,000
	Nos Grupos	1057,86	157	6,74		
	Total	1102,47	159			
Dt	Entre Grupos	1,71	2	0,85	238,69	0,000
	Nos Grupos	0,56	157	0,00		
	Total	2,27	159			

Os resultados do Teste de Médias para os agrupamentos mostrados na Tabela 4.17 podem ser observados na Tabela 4.19.

Em resumo, observa-se que o Teste de Médias, realizado sobre os resultados da Tabela 4.17, indica a semelhança entre os grupo 2 e 3 em relação aos perfis Rg e Dt e um péssimo desempenho para o perfil ϕN , o qual diferencia apenas as litologias do grupo 1 do 3. Em relação ao perfil ρB , observa-se que este discrimina muito bem os três grupos identificados pela análise qualitativa. Os detalhes desta análise são discutidos no Capítulo 5.

Tabela 4.19: Comparações entre as Médias por Variável.

Variável	Comparação entre Grupos		Diferença entre Médias	Erro Padrão	Valores <i>P</i>
Dt	1	2	5,77	1,19	0,00
		3	8,76	1,57	0,00
	2	1	-5,77	1,19	0,00
		3	2,99	1,42	0,09
	3	1	-8,76	1,57	0,00
		2	-2,99	1,42	0,09
Rg	1	2	-15,42	2,30	0,00
		3	-11,14	3,01	0,00
	2	1	15,42	2,30	0,00
		3	4,28	2,73	0,26
	3	1	11,14	3,01	0,00
		2	-4,28	2,73	0,26
φN	1	2	0,88	0,47	0,16
		3	1,54	0,62	0,04
	2	1	-0,88	0,47	0,16
		3	0,66	0,56	0,47
	3	1	-1,54	0,62	0,04
		2	-0,66	0,56	0,47
ρB	1	2	-0,24	0,01	0,00
		3	-0,17	0,01	0,00
	2	1	0,24	0,01	0,00
		3	0,07	0,01	0,00
	3	1	0,17	0,01	0,00
		2	-0,07	0,01	0,00

4.2.2.1.2 Análise Discriminante

A aplicação da Análise Discriminante sobre os agrupamentos mostrados na Tabela 4.17 indica um percentual de acerto de 88,8% para as 167 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo, mostrando que a avaliação da caracterização de eletrofácies, realizada por meio de métodos qualitativos (Tabela 4.17), apresenta bons resultado.

4.2.2.2 Aplicação da Análise de Agrupamentos para a Definição de Eletrofácies

Aspectos Gerais

Primeiramente, roda-se o programa estatístico com a orientação de que sejam gerados três agrupamentos por meio da correlação entre a variável categórica “litologia”, a qual corresponde às dez classes litológicas mostradas na Tabela 4.16 (identificadas pela descrição de testemunhos) e as variáveis contínuas (Dt, Rg, ϕ N e ρ B), referentes ao intervalo testemunhado. Vale lembrar que este estudo estatístico inclui as litologias 17 e 21 (Tabela 4.16), as quais foram excluídas na classificação anterior, por motivos já explicados.

Esta aplicação visa verificar se os três grupos litológicos gerados pela Análise de Agrupamentos coincidem com aqueles mostrados na Tabela 4.17, os quais foram definidos pela associação das litologias descritas em testemunhos com os perfis do intervalo testemunhado, por meio de métodos qualitativos.

Um segundo agrupamento a ser testado para essas litologias (Tabela 4.16) é o em quatro grupos, em que se espera detectar a existência de um quarto grupo de eletrofácies, o qual não foi identificado na classificação anterior, desenvolvida com base em análise qualitativa (Tabela 4.17).

O teste de médias referente à classificação mostrada na Tabela 4.17 sugere não haver muita diferença entre as litologias do grupo 2 (rochas não-reservatório) e as do grupo 3 (reservatórios muito argilosos), indicando a possibilidade de haver apenas dois grupos de eletrofácies (rochas reservatório e não-reservatório) dentre as litologias descritas nos testemunhos do poço 3-NA01A-RJS. Por esse motivo, é realizada a Análise de Agrupamentos para dois grupos, onde se espera que a litologia 8 se isole das demais, constituindo a eletrofácies referente às rochas reservatório, e as outras litologias se agrupem para constituir a eletrofácies referente às rochas não-reservatório.

Ao final desta etapa, referente à aplicação da técnica de Análise de Agrupamentos, tem-se como resultado a realização de três classificações (três, quatro e dois grupos,

respectivamente), as quais são obtidas com base em perfis e associados às litologias descritas nos testemunhos do poço 3-NA01A-RJS.

Como mencionado anteriormente (Figura 3.3), as classificações geradas pela Análise de Agrupamentos são posteriormente avaliadas pelas ferramentas estatísticas de validação, usadas neste estudo, as quais envolvem a Análise de Variância, o Teste de médias e a Análise Discriminante. Dentre essas ferramentas, cabe ressaltar que o Teste de médias não se aplica aos agrupamentos que envolvem menos de três grupos, já que o mesmo avalia o desempenho de cada variável para discriminar os grupos, dois a dois. Portanto, este teste não é realizado para as classificações oriundas da Análise de Agrupamentos com dois grupos.

Os resultados obtidos podem ser comparados entre si, no sentido de se identificar o melhor agrupamento gerado por esta técnica estatística e de poder compará-lo àquele mostrado na Tabela 4.17, oriundo de análises qualitativas.

4.2.2.2.1 Análise de Agrupamentos com Três Grupos

Como mencionado anteriormente, esta técnica é primeiramente aplicada para que se obtenha o reagrupamento das oito classes litológicas da Tabela 4.16 em três grupos. O objetivo é comparar o resultado dessa classificação com aquele, mostrado na Tabela 4.17, oriundo de análises qualitativas as quais englobam o conhecimento das características de cada litologia e da observação de alguns cruzamentos de perfis em gráficos de dispersão. O resultado para essa divisão em três grupos é mostrado na Tabela 4.20.

A Tabela 4.20 mostra os resultados da Análise de Agrupamentos com três grupos para as oito classes litológicas da Tabela 4.16.

Tabela 4.20 - Análise de Agrupamentos para três grupos.

Litologias	3		8		10		11		12		16		17		20		21		22	
Grupos	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%
1	0	0	46	100	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0			0	0
2	21	100	0	0	0	0	11	85	6	100	30	88			0	0			5	100
3	0	0	0	0	10	100	2	15	0	0	4	12	3	100	25	100	4	100	0	0
Total	21	100	46	100	10	100	13	100	6	100	34	100			19	10			5	100

Em relação à litologia 8, observa-se que esta se agrupa isoladamente em um único grupo, repetindo o resultado da interpretação qualitativa, mostrada na Tabela 4.17. Este grupo representa a eletrofácies referente às rochas reservatório, dentro da seqüência analisada.

As amostras referentes às litologias 3, 12 e 22 e a maior parte daquelas relacionadas às litologias 11 (85%) e 16 (88%), se agrupam em um grupo de eletrofácies o qual está relacionado às rochas não-reservatório.

As amostras referentes às litologias 10, 17, 20, 21 e uma pequena parte das amostras referente às litologias 11 (15%) e 16 (12%), se agrupam para constituir a eletrofácies referente à “mistura de rochas siliciclásticas cimentadas e rochas carbonáticas”, as quais apresentam níveis porosos, porém, não apresentam as características petrofísicas necessárias para serem classificadas como rochas reservatório.

Em suma, os grupos litológicos descritos em testemunhos (Tabela 4.16) e reagrupados em três grupos por meio da Análise de Agrupamentos (Tabela 4.17), resultam na classificação mostrada na Tabela 4.21.

Tabela 4.21: Resultado da Análise de Agrupamento em três grupos.

Litologia	Eletrofácies	Grupos
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)	Rochas Reservatório	1
L3 (Diamictito Arenoso, Lamoso)	Rochas Não-reservatório	2
L11 (Intercalações de Arenito e Folhelho, Finamente Estratificadas)		
L12 (Siltito Argiloso, Estratificado)		
L16 (Interlaminado de Siltito e Folhelho, Deformado)		
L22 (Intercalações de Siltito Argiloso com Arenito)	Mistura de Rochas Siliciclásticas cimentadas e Rochas Carbonáticas	3
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)		
L17 (Marga Bioturbada)		
L20 (Folhelho Siltico, com níveis de Marga Bioturbada)		
L21 (Arenito Cimentado)		

A classificação mostrada na Tabela 4.21 apresenta algumas semelhanças em relação a mostrada na Tabela 4.17. Nesse sentido, observa-se que a litologia 8, novamente se agrupa em um único grupo, o qual representa o principal reservatório da seção litológica analisada e constitui a eletrofácies referente às rochas reservatório (grupo 1).

O grupo que outrora incluía as litologias 3 e 12 16 e 20 (Tabela 4.17), representante das rochas não-reservatório, desta vez, mantém as litologias 3, 12 e 16, exclui a litologia 20 e inclui as litologias 11 e 22.

E o grupo que incluía as litologias 10, 11 e 22 (Tabela 4.17), representante da Mistura de Rochas Siliciclásticas cimentadas e Rochas Carbonáticas, desta vez, mantém a litologia 10, exclui as litologias 11 e 22 e inclui a litologia 20, além de incluir as litologias 17 e 21, as quais não foram consideradas na análise qualitativa (Tabela 4.17) por apresentarem poucas amostras em perfis, as quais não se encaixaram em nenhum dos grupos instituídos por aquela análise.

Uma análise mais detalhada da classificação mostrada na Tabela 4.21 leva a observar que o grupo 3 reúne uma mistura de litologias puramente siliciclásticas e cimentadas (10 e 21) com litologias siliciclásticas associadas a litologias carbonáticas (17 e 20). E o grupo 2 reúne as rochas siliciclásticas mais características de rochas não-reservatório.

A Tabela 4.22 mostra as estatísticas básicas referentes às variáveis, dentro de cada um dos grupos gerados pela análise de agrupamentos em três grupos.

Tabela 4.22: Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.

		Dt		Rg		ϕN		ρB	
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
Grupo	1	95,79	4,25	54,82	3,64	22,48	1,09	2,19	0,02
	2	91,31	6,37	75,61	10,86	22,26	2,91	2,40	0,07
	3	84,82	7,95	56,19	13,75	19,90	2,63	2,45	0,07
	Todos	90,68	7,60	64,30	14,43	21,64	2,68	2,36	0,12

4.2.2.2.1.1 Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento com Três Grupos.

A Tabela 4.23 mostra a Análise de Variância realizada sobre os resultados da Análise de Agrupamentos em três grupos. Os valores $P < 0,05$ indicam, novamente, haver diferenças bastante significativas entre os três grupos (valores P), mostrando um resultado positivo para a classificação apresentada na Tabela 4.21.

Tabela 4.23: Análise de Variância.

		Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F	P
Dt	Entre Grupos	16621,92	2	8310,96	75,88	0,000
	Nos Grupos	17963,37	164	109,53		
	Total	34585,28	166			
Rg	Entre Grupos	204,97	2	102,48	16,98	0,000
	Nos Grupos	989,80	164	6,04		
	Total	1194,77	166			
φN	Entre Grupos	1,76	2	0,88	240,73	0,000
	Nos Grupos	0,60	164	0,00		
	Total	2,36	166			
ρB	Entre Grupos	2881,03	2	1440,51	35,23	0,000
	Nos Grupos	6705,20	164	40,89		
	Total	9586,22	166			

A Tabela 4.24 mostra os resultados obtidos no Teste de Médias para o agrupamento em três grupos da Tabela 4.21.

Tabela 4.24: Comparações das Médias dos Grupos.

Variável	Comparação entre Grupos		Diferença entre Médias	Erro Padrão	Valores P
Dt	1	2	-20,78	1,97	0,00
		3	-1,36	2,16	0,80
	2	1	20,78	1,97	0,00
		3	19,42	1,94	0,00
	3	1	1,36	2,16	0,80
		2	-19,42	1,94	0,00
Rg	1	2	0,22	0,46	0,88
		3	2,58	0,51	0,00
	2	1	-0,22	0,46	0,88
		3	2,35	0,46	0,00
	3	1	-2,58	0,51	0,00
		2	-2,35	0,46	0,00
φN	1	2	-0,20	0,01	0,00
		3	-0,26	0,01	0,00
	2	1	0,20	0,01	0,00
		3	-0,06	0,01	0,00
	3	1	0,26	0,01	0,00
		2	0,06	0,01	0,00
ρB	1	2	4,49	1,20	0,00
		3	10,98	1,32	0,00
	2	1	-4,49	1,20	0,00
		3	6,49	1,19	0,00
	3	1	-10,98	1,32	0,00
		2	-6,49	1,19	0,00

O resultado do Teste de Médias da Tabela 4.24 mostra que as variáveis diferenciam melhor os três grupos, se comparado ao resultado mostrado na Tabela 4.19, referente à classificação com base em análise qualitativa.

4.2.2.2.1.2 Análise Discriminante para o Agrupamento com Três Grupos.

A aplicação da Análise Discriminante sobre os agrupamentos mostrados na Tabela 4.17 mostra um percentual de acerto de 89,2% para as 167 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo, indicando que a caracterização de eletrofácies por meio da Análise de Agrupamento em três grupos (Tabela 4.21), apresenta resultados semelhantes aos obtidos na classificação, a qual foi realizada por intermédio de métodos qualitativos (Tabela 4.17), segundo a avaliação da Análise Discriminante.

4.2.2.2.2 Análise de Agrupamentos com Quatro Grupos

Nesta análise, classificam-se as litologias da mesma forma que na etapa anterior, ou seja, por meio da aplicação da Análise de Agrupamentos. Entretanto, a análise é orientada para que sejam obtidos quatro grupos. O resultado desta análise é mostrado na Tabela 4.25.

Tabela 4.25 - Análise de Agrupamentos para quatro grupos.

Litologias	3		8		10		11		12		16		17		20		21		22	
Grupos	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%
1	0	0	46	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	21	100	0	0	0	0	12	92,3	6	100	0	0	0	0	0	0	0	0	5	100
3	0	0	0	0	10	100	1	7,7	0	0	4	11,8	3	100	25	100	4	100	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	88,2	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	21	100	46	100	10	100	13	100	6	100	34	100	3	100	25	100	4	100	5	100

Em suma, os grupos litológicos descritos em testemunhos (Tabela 4.16) e reagrupados em quatro grupos por meio da Análise de Agrupamentos, resultam na classificação mostrada na Tabela 4.26.

Tabela 4.26: Resultado da Análise de Agrupamentos em 4 grupos.

Litologia		Grupos
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)	Rochas Reservatório	1
L3 (Diamictito Arenoso, Lamoso)	“Mistura de Arenitos, Folhelhos e Siltitos”	2
L11 (Intercalações de Arenito e Folhelho)		
L12 (Siltito Argiloso, Estratificado)		
L22 (Intercalações de Siltito Argiloso com Arenito)		
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)	Mistura de Rochas Siliciclásticas Cimentadas e Rochas Carbonáticas	3
L17 (Marga Bioturbada)		
L20 (Folhelho Siltico, com níveis de Marga)		
L21 (Arenito Cimentado)		
L16 (Interlaminado de Siltito e Folhelho, Deformado)	Rochas não-reservatório	4

A Tabela 4.27 apresenta as estatísticas básicas para as variáveis, dentro de cada grupo gerado pela análise de agrupamentos em quatro grupos.

Tabela 4.27: Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.

		Dt		Rg		φN		ρB	
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
Grupo	1	95,79	4,25	54,82	3,64	22,48	1,09	2,19	0,02
	2	88,53	5,94	71,78	11,42	21,36	3,07	2,38	0,08
	3	84,94	7,99	55,96	13,80	20,01	2,55	2,45	0,07
	4	94,97	5,28	80,94	7,08	23,32	2,59	2,43	0,05
	Todos	90,68	7,60	64,30	14,43	21,64	2,68	2,36	0,12

4.2.2.2.2.1 Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento com Quatro Grupos

A Tabela 4.28 apresenta a Análise de Variância para a classificação em quatro grupos (Tabela 4.26), oriunda da Análise de Agrupamentos em quatro grupos. Os valores em negrito (Valores P) para os quatro grupos de eletrofácies são, novamente, menores que 0,05. Este

resultado indica haver uma diferença bastante significativa entre os quatro grupos estabelecidos pela Análise de Agrupamentos.

Tabela 4.28: Análise de Variância para Quatro Agrupamentos.

		Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F	P
ρB	Entre Grupos	3404,44	3	1134,81	13,55	0,000
	Nos Grupos	11724,92	140	83,75		
	Total	15129,35	143			
Rg	Entre Grupos	31906,76	3	10635,59	224,79	0,000
	Nos Grupos	6624,01	140	47,31		
	Total	38530,77	143			
ϕN	Entre Grupos	3554,34	3	1184,78	108,07	0,000
	Nos Grupos	1534,88	140	10,96		
	Total	5089,22	143			
Dt	Entre Grupos	1,55	3	0,52	121,15	0,000
	Nos Grupos	0,60	140	0,00		
	Total	2,14	143			

Dessa forma, observa-se que a Análise de Variância para os quatro grupos de eletrofácies, oriundos da Análise de Agrupamentos, mostra um resultado positivo para a classificação apresentada na Tabela 4.26.

Seguindo-se o roteiro sugerido pela Etapa 2 do método proposto neste estudo (Figura 3.3), a Tabela 4.29 apresenta o resultado do Teste de Médias para a classificação oriunda da Análise de Agrupamentos em quatro grupos, mostrada na Tabela 4.26.

Em suma, observa-se que o Teste de Médias (Tabela 4.29) realizado sobre os agrupamentos da Tabela 4.26 mostra bons resultados em termos de discriminação das classes litológicas.

Tabela 4.29: Comparação entre as Médias dos Grupos.

Variável	Comparação entre Grupos		Diferença entre Médias	Erro Padrão	Valores <i>P</i>
Dt	1	2	3,09	2,10	0,46
		3	17,55	2,99	0,00
		4	-4,72	1,71	0,03
	2	1	-3,09	2,10	0,46
		3	14,47	3,31	0,00
		4	-7,81	2,23	0,00
	3	1	-17,55	2,99	0,00
		2	-14,47	3,31	0,00
		4	-22,28	3,08	0,00
	4	1	4,72	1,71	0,03
		2	7,81	2,23	0,00
		3	22,28	3,08	0,00
Rg	1	2	-11,24	1,45	0,00
		3	3,81	2,07	0,26
		4	-34,01	1,18	0,00
	2	1	11,24	1,45	0,00
		3	15,06	2,29	0,00
		4	-22,77	1,54	0,00
	3	1	-3,81	2,07	0,26
		2	-15,06	2,29	0,00
		4	-37,83	2,13	0,00
	4	1	34,01	1,18	0,00
		2	22,77	1,54	0,00
		3	37,83	2,13	0,00
ϕN	1	2	1,27	1,10	0,66
		3	11,17	1,57	0,00
		4	-4,36	0,90	0,00
	2	1	-1,27	1,10	0,66
		3	9,90	1,74	0,00
		4	-5,63	1,17	0,00
	3	1	-11,17	1,57	0,00
		2	-9,90	1,74	0,00
		4	-15,52	1,62	0,00
	4	1	4,36	0,90	0,00
		2	5,63	1,17	0,00
		3	15,52	1,62	0,00
ρB	1	2	-0,17	0,02	0,00
		3	-0,28	0,02	0,00
		4	-0,18	0,01	0,00
	2	1	0,17	0,02	0,00
		3	-0,11	0,03	0,00
		4	-0,01	0,02	0,86
	3	1	0,28	0,02	0,00
		2	0,11	0,03	0,00
		4	0,10	0,03	0,00
	4	1	0,18	0,01	0,00
		2	0,01	0,02	0,86
		3	-0,10	0,03	0,00

4.2.2.2.2 Análise Discriminante para o Agrupamento com Quatro Grupos

A aplicação da Análise Discriminante sobre os agrupamentos mostrados na Tabela 4.26 mostra um percentual de acerto de 89,2% para as 167 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo, indicando que a caracterização de eletrofácies por meio da Análise de Agrupamentos em quatro grupos (Tabela 4.26) apresenta o mesmo resultado que aquele obtido para o agrupamento em três grupos (Tabela 4.21), segundo a avaliação da Análise Discriminante.

4.2.2.2.3 Análise de Agrupamentos com Dois Grupos

Nesta seção, a técnica da Análise de Agrupamentos é aplicada para que se obtenha o reagrupamento das dez classes litológicas da Tabela 4.16 em dois, onde se espera que ocorra a divisão entre as rochas reservatório e as não-reservatório. Como observado anteriormente, este resultado é validado pela Análise de Variância e pela Análise Discriminante. O Teste de Médias não se aplica a agrupamentos constituídos por menos que três grupos e, portanto, não será aplicado para este resultado. A Tabela 4.30 mostra o resultado da Análise de Agrupamentos em dois grupos para as dez classes litológicas mostradas na Tabela 4.16, as quais são oriundas da análise seqüencial dos testemunhos do poço 3-NA01A-RJS.

Tabela 4.30 - Análise de Agrupamentos para três grupos.

Litologias	3		8		10		11		12		16		17		20		21		22	
Grupos	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%
1	0	0	46	100	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0			0	0
2	21	100	0	0	10	100	13	100	6	100	34	100	3	100	25	100	4	100	5	100
Total	21	100	46	100	10	100	13	100	6	100	34	100	3	100	19	10	4	100	5	100

Em suma, os grupos litológicos descritos em testemunhos (Tabela 4.16) e reagrupados em quatro grupos por meio da Análise de Agrupamentos (Tabela 4.30) resultam na classificação mostrada na Tabela 4.31.

Tabela 4.31: Resultado da Análise de Agrupamento em três grupos.

Litologia		Grupos
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)	Rochas Reservatório	1
L3 (Diamictito Arenoso, Lamoso) L11 (Intercalações de Arenito e Folhelho) L12 (Siltito Argiloso, Estratificado) L22 (Intercalações de Siltito Argiloso com Arenito) L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho) L17 (Marga Bioturbada) L20 (Folhelho Siltico, com níveis de Marga Bioturbada) L21 (Arenito Cimentado) L16 (Interlaminado de Siltito e Folhelho, Deformado)	Rochas não-reservatório	2

A Tabela 4.32 mostra as estatísticas básicas referentes às variáveis, dentro de cada um dos grupos gerados pela análise de agrupamentos em três grupos.

Tabela 4.32: Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.

		Dt		Rg		φN		ρB	
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
Grupo	1	95,79	4,25	54,82	3,64	22,48	1,09	2,19	0,02
	2	88,73	7,70	67,90	15,35	21,32	3,02	2,42	0,08
	Todos	90,68	7,60	64,30	14,43	21,64	2,68	2,36	0,12

4.2.2.2.3.1 Análise de Variância para o Agrupamento com Dois Grupos.

A Tabela 4.33 mostra a Análise de Variância realizada sobre os resultados da Análise de Agrupamentos em dois grupos. Os valores $P < 0,05$ indicam, novamente, haver diferenças bastante significativas entre os três grupos (valores P), mostrando um resultado positivo para a classificação apresentada na Tabela 4.31.

Tabela 4.33: Análise de Variância.

		Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F	P
Dt	Entre Grupos	1661,79	1	1661,79	34,60	0,000
	Nos Grupos	7924,44	165	48,03		
	Total	9586,22	166			
Rg	Entre Grupos	5701,18	1	5701,18	32,57	0,000
	Nos Grupos	28884,10	165	175,06		
	Total	34585,28	166			
ϕN	Entre Grupos	44,52	1	44,52	6,39	0,000
	Nos Grupos	1150,25	165	6,97		
	Total	1194,77	166			
ρB	Entre Grupos	1,67	1	1,67	396,18	0,000
	Nos Grupos	0,70	165	0,00		
	Total	2,36	166			

4.2.2.2.3.2 Análise Discriminante para o Agrupamento com Dois Grupos.

Em relação à Análise Discriminante para este agrupamento em dois grupos, o resultado mostra um percentual de acerto de 98,2% para as 167 observações envolvidas no estudo, indicando que a caracterização de eletrofácies por meio da Análise de Agrupamento em dois grupos (Tabela 4.31), apresenta o melhor resultado dentre todas as classificações realizadas para o poço 3-NA01A-RJS, segundo a avaliação da Análise Discriminante.

4.3 Aplicação do Método para o Poço 4-RJS-42

Aspectos Gerais

Nesta seção, desenvolvem-se os mesmos passos realizados anteriormente (3-NA02-RJS e 3-NA01A-RJS) para a correlação entre rocha e perfil do poço 4-RJS-42. Novamente, a análise é feita de maneira resumida, onde se comentam apenas as observações mais importantes sobre as litologias analisadas. As análises litológicas, os histogramas e os gráficos de dispersão referentes esse poço são mostrados e interpretados em conjunto.

4.3.1 Correlação entre Rocha e Perfil para o Poço 4-RJS-42

4.3.1.1 Apresentação das Litologias e dos Perfis Utilizados

A Figura 4.26 mostra os resultados da análise sequencial de testemunhos, para o poço 4-RJS-42. E as descrições detalhadas das litologias podem ser observadas na Tabela 4.34.

Como pode ser observado na Figura 4.26, os testemunhos do poço 4-RJS-42 incluem as litologias 6, 8, 9, 10 e 11. Dentre essas litologias, apenas a 6 ainda não foi vista nas análises anteriores, pois esta ocorre apenas neste poço, dentre os três utilizados neste estudo. Portanto, esta é descrita em maior detalhe nesta seção. As outras são abordadas mais superficialmente, visto que já foram analisadas em detalhes durante as análises dos poços 3-NA01A-RJS e 3-NA02-RJS.

A litologia 6 constitui-se de um arenito grosso, amalgamado, de composição arcoseana (rica em feldspatos alcalinos). Esta litologia é bem representada em testemunho, constituindo um único intervalo de cerca de 10m e apresentando 49 amostras em perfis. Observa-se a existência indícios medianamente intensos de hidrocarbonetos por todo o intervalo de ocorrência desta litologia. O mesmo se observa em relação à ocorrência de cimentos diagenéticos. Em relação aos perfis pB e ϕN da Figura 4.26, observa-se que os mesmos se

apresentam invertidos (*crossover*) frente à litologia 6, indicando boas condições permoporosas para esta litologia (ρ_B e ϕ_N).

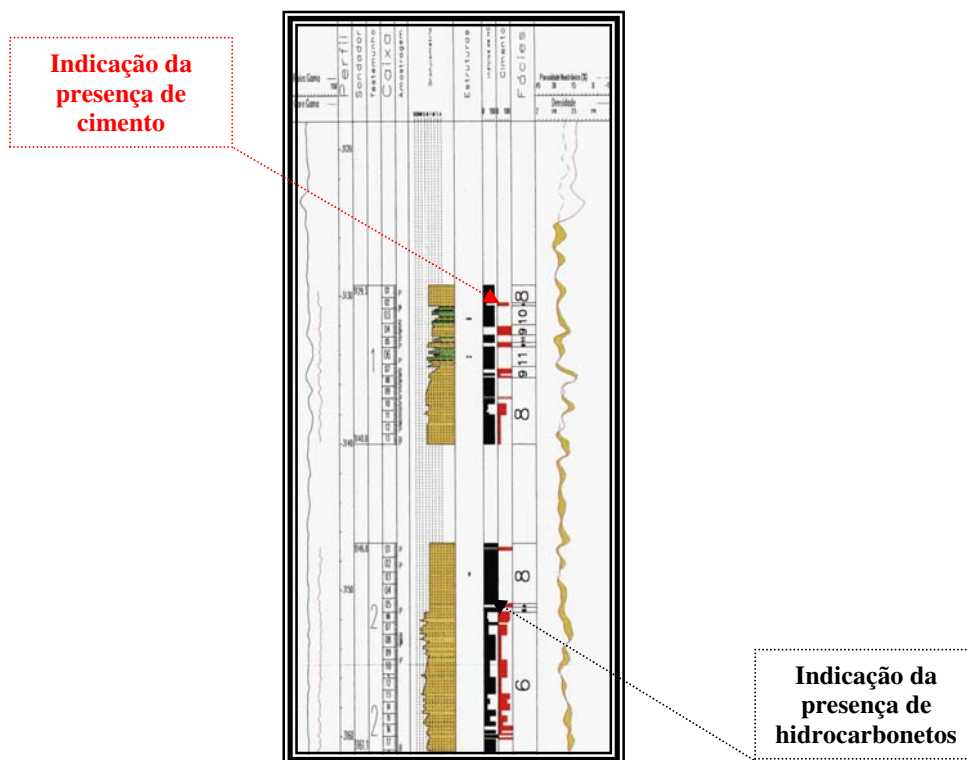


Figura 4.26: Análise seqüencial de testemunhos do poço 4-RJS-42 (Fonte: ANP).

A litologia 8, descrita em detalhes nas análises anteriores e na Tabela 4.34, mostra boas características petrofísicas nos testemunhos deste poço. Estas são confirmadas pelo padrão invertido das curvas dos perfis de densidade e de nêutrons (ρ_B e ϕ_N) da Figura 4.26. E como observado no poço 3-NA02-RJS, esta litologia encontra-se impregnada por indícios de hidrocarbonetos em todos os intervalos em que ela ocorre. Esta é bem representada nos testemunhos do poço 4-RJS-42, ocorrendo em quatro intervalos que totalizam cerca de 11m, proporcionando 53 amostras em perfis.

A litologia 9, descrita anteriormente no poço 3-NA02-RJS (ver detalhes na Tabela 4.34), corresponde a níveis e lentes descontínuas (<1 cm) de arenito médio, totalmente cimentado, as quais ocorrem intercaladas às fácies arenosas porosas. Esta é descrita como equivalente à litologia 8, porém, totalmente cimentada, nos testemunhos deste poço. Esta característica é confirmada pelas altas leituras de ρ_B frente aos seus intervalos de ocorrência, as quais indicam

a ausência total de porosidade. Sua representatividade em termos de amostragem é um pouco maior neste poço, sendo que esta ocorre em cinco intervalos delgados, os quais, somados, totalizam cerca de 3m e correspondem a 16 amostras em perfis.

A litologia 10 (Tabela 4.34) também foi descrita em detalhes nas análises anteriores e é pouco representada nos testemunhos deste poço. Esta ocorre em apenas um intervalo de 1,6m de espessura, com 10 amostras em perfis. Suas características em perfil repetem aquelas descritas para o poço 3-NA02-RJS, sendo que neste poço, a mesma apresenta-se fortemente impregnada de indícios de hidrocarbonetos. Por apresentar alta variabilidade litológica dentro dos seus limites (intercalações de arenito médio com folhelho), este intervalo de classe litológica, provavelmente, não apresenta boa discriminação em perfis, em relação às outras litologias argilosas que ocorrem nesses testemunhos.

A litologia 11 é constituída de intercalações centimétricas de arenito e folhelho, finamente estratificadas, as quais são descritas como correspondentes aos intervalos T_{bcd}e da Sequência de Bouma. Em perfil, esta litologia apresenta porosidade mediana em relação aos perfis ϕ N e ρ B. Em relação à representatividade em testemunhos, esta litologia ocorre em dois intervalos, os quais totalizam 2,4m e é representada por 12 amostras em perfis.

A Tabela 4.34 mostra a descrição detalhada das dez litologias presentes nos testemunhos do poço 4-RJS-42.

Tabela 4.34 - Litologias identificadas nos testemunhos do poço 4-RJS-42.

LITOLOGIA	DENOMINAÇÃO	DESCRIÇÃO
6	Arenito Grosso, Amalgamado	<i>Camadas de arenito arcoseano de até 3m, amalgamadas. Em geral, a base é constituída por arenitos conglomeráticos, gradando para o topo para arenito grosso a médio.</i>
8	Arenito Médio, Gradado ou Maciço	<i>Composição arcoseana, bem selecionado, às vezes com gradação calda grossa ou incipiente.</i>
9	Arenito Médio, Cimentado	<i>Forma níveis e lentes descontínuas (<1cm) de arenito médio, totalmente cimentado. Ocorrem intercalados às fácies arenosas porosas.</i>
10	Arenito/Folhelho Interestratificados	<i>Intercalações de até 1m de arenito médio gradacional a arenito com ripples e folhelho.</i>
11	Arenito/Folhelho, finamente estratificado	<i>Camadas centimétricas de arenito fino (com estratificação plano-paralela e ripples), gradacional a níveis de siltito e folhelho. Sequência de Bouma T_{bcd}e.</i>

4.3.1.2 Análise dos Histogramas de ρ_B , Dt, ϕ_N e Rg

A Figura 4.27 mostra os histogramas das variáveis ρ_B , Dt, ϕ_N e Rg do poço 4-RJS-42.

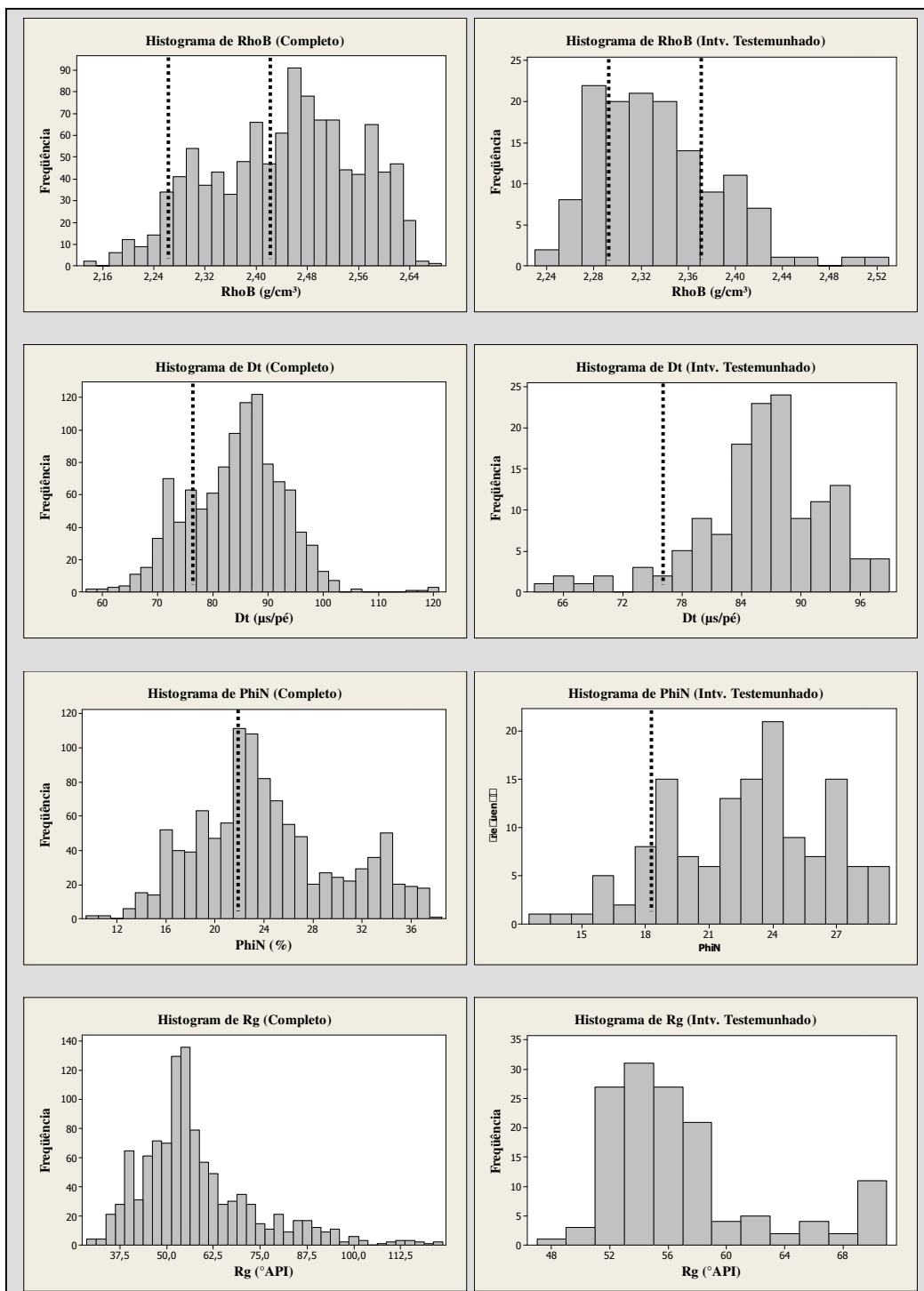


Figura 4.27 - Histogramas das variáveis ρ_B , Dt, ϕ_N e Rg do poço 4-RJS-42.

Os histogramas localizados à esquerda referem-se ao conjunto completo de dados desses perfis e cada um deles apresenta 1075 observações. Os da direita, representam apenas as variáveis referentes aos intervalos testemunhados, sendo que cada um deles apresenta 138 observações.

A análise conjunta dos histogramas dos perfis do poço 4-RJS-42 mostra algumas características estatísticas, referentes às variáveis utilizadas neste estudo, as quais possibilitam que se chegue a algumas conclusões.

O par de histogramas localizado na porção superior da Figura 4.27 mostra os histogramas da variável densidade (ρ_B). No histograma da esquerda, as observações se distribuem entre os valores 2,13 e 2,67 g/cm³ de ρ_B , com média em torno de 2,46 g/cm³. No da direita, essas se distribuem entre os valores 2,23 e 2,52 g/cm³, com média em torno de 2,32 g/cm³.

O conjunto completo das observações (Figura 4.27, à esquerda) apresenta uma distribuição de frequências de caráter normal. E o conjunto de dados referente ao intervalo testemunhado (Figura 4.27, à direita), apresenta uma distribuição normal assimétrica, sendo que as maiores frequências ocorrem nas porções situadas à esquerda do gráfico, as quais correspondem aos maiores valores de ρ_B . De maneira geral, em ambos os histogramas, observa-se a existência de três classes de valores da variável densidade, como sugerido pelas três áreas separadas pelas linhas pontilhadas da Figura 4.27. Aparentemente, os grupos localizados à esquerda dos dois histogramas relacionam-se à classe das rochas reservatório e aqueles localizados à direita, à classe das rochas não-reservatório. Os grupos intermediários, provavelmente, representam classes litológicas cujas características petrofísicas oscilam entre as outras duas classes, localizadas nas extremidades dos histogramas.

Em relação à Dt (Figura 4.27), no histograma da esquerda (completo), as observações se distribuem entre os valores 58,14 s/ft e 120,97 s/ft de intervalo de tempo de trânsito, com média de 85,06 s/ft. No da direita (intv. Testemunhado) as observações se distribuem entre os valores 63,90 e 97,62 s/ft de intervalo de tempo de trânsito, com média aproximada de 86,56 s/ft. No histograma da esquerda, os dados tendem a apresentar uma distribuição normal, e no da direita, a distribuição apresenta caráter normal assimétrico, sendo que as maiores frequências ocorrem nas porções situadas à direita dos histogramas, as quais correspondem aos maiores valores de Dt. Em primeira análise, este resultado permite concluir que a variável Dt não

discrimina de forma clara a existência de classes litológicas em relação ao parâmetro velocidade. Grosso modo, observa-se a existência de duas classes de rochas (separadas pela linha pontilhada, na Figura 4.27), sendo que a primeira, com valores de intervalo de tempo de trânsito relativamente baixos (região esquerda dos histogramas), pode estar relacionada à classe de rochas não porosas ou à porções de rochas porosas cimentadas e a segunda, com valores de intervalo de tempo de trânsito mais elevados (região direita dos histogramas), às rochas porosas.

Em relação à ϕN , no histograma da esquerda da Figura 4.27, as observações se distribuem entre os valores 10,07 e 37,94%, sendo a média em torno de 23,34%. No da direita, as observações se distribuem entre os valores 13,25 e 29,15%, com média em torno de 23,22%. No histograma da esquerda, os dados tendem a apresentar uma distribuição normal, e no da direita, a distribuição apresenta caráter normal assimétrico, sendo que as maiores frequências ocorrem nas porções situadas à direita dos histogramas, as quais correspondem aos maiores valores de ϕN . De maneira superficial, em ambos os histogramas, observam-se duas classes de valores de ϕN , separados pelas linhas pontilhadas da Figura 4.27. Aparentemente, os grupos localizados à esquerda dos dois histogramas relacionam-se às classes de rochas não-reservatório (menores porosidades) e aqueles localizados à direita, às classes de rochas reservatório (maiores porosidades).

Em relação à R_g , no histograma da esquerda, as observações se distribuem entre os valores 29,31 e 121,87°API, sendo a média em torno de 54,83°API. No da direita, estas se distribuem entre os valores 48,87 e 70,75 °API, com média em torno de 55,49°API. Na Figura 4.27, observa-se que, em ambos os histogramas, os dados tendem a apresentar uma distribuição normal assimétrica, sendo que as maiores frequências ocorrem nas porções situadas à esquerda desses gráficos, as quais correspondem aos maiores valores de R_g . Assim como as variáveis D_t e ϕN , observa-se que a variável R_g , por meio da análise de histogramas, parece não discriminar de forma clara a existência de classes litológicas distintas, em relação ao parâmetro raios gama.

A análise dos histogramas do conjunto de perfis do poço 4-RJS-42 mostra algumas características estatísticas referentes às variáveis utilizadas neste estudo, as quais possibilitam que se chegue a algumas conclusões importantes.

4.3.1.3 Análise de Gráficos de Dispersão entre ρ_B , Dt, ϕ_N e Rg

Esta seção inclui a análise do cruzamento entre as variáveis ρ_B , Dt, ϕ_N e Rg, por meio de gráficos de dispersão, do poço 4-RJS-42.

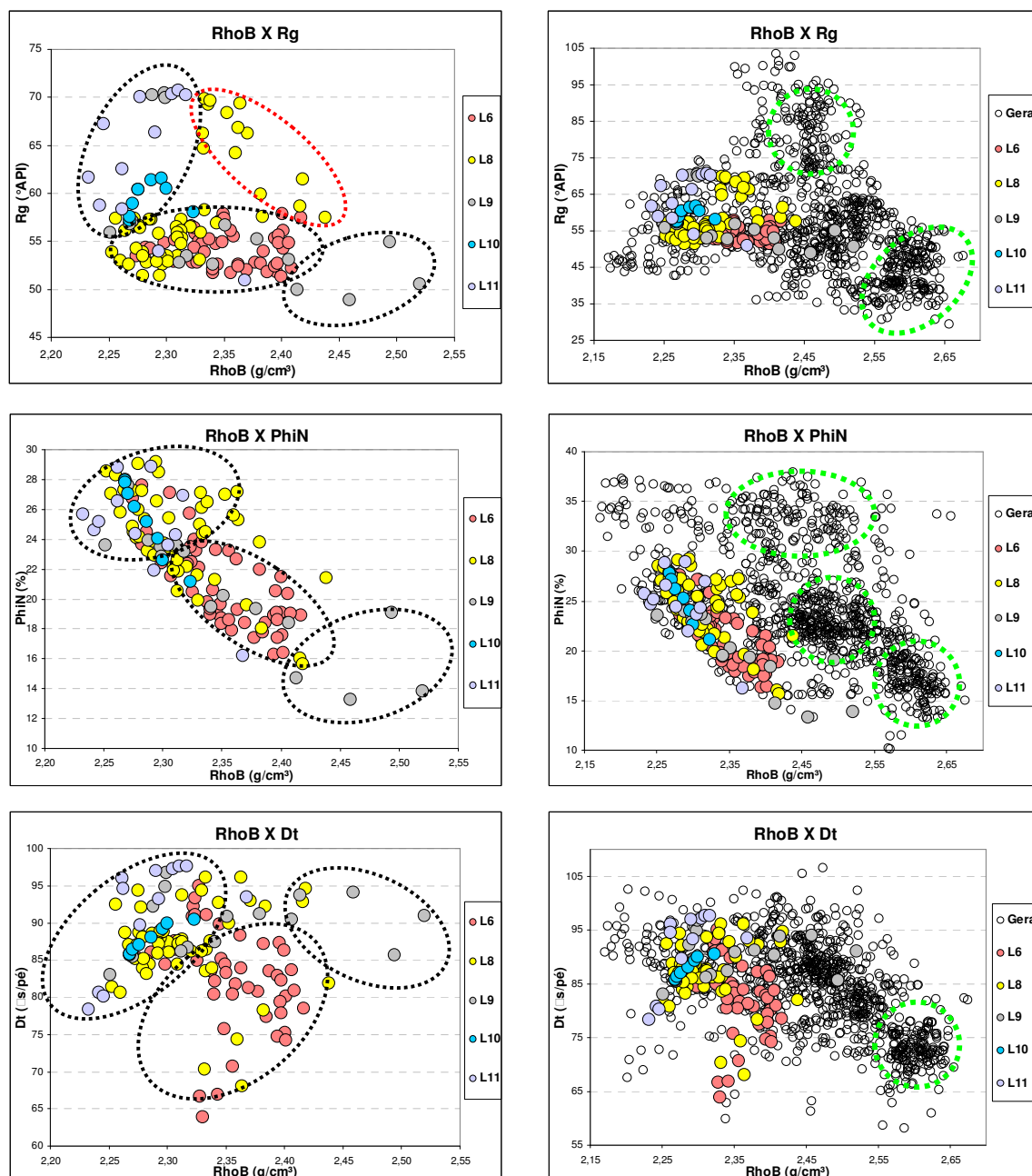


Figura 4.28 – Gráficos de Dispersão entre os perfis ρ_B X Rg, ρ_B X ϕ_N e ρ_B X Dt do poço 4-RJS-42. Os gráficos da esquerda referem-se às amostras de perfis do intervalo testemunhado. Os gráficos da direita correlacionam essas amostras com as do poço completo.

Como pode ser observado nas Figuras 4.28 e 4.29, neste poço houve a necessidade de se utilizar limites de escalas diferentes para a comparação entre o conjunto completo de dados de perfil e aquele relativo aos intervalos testemunhados.

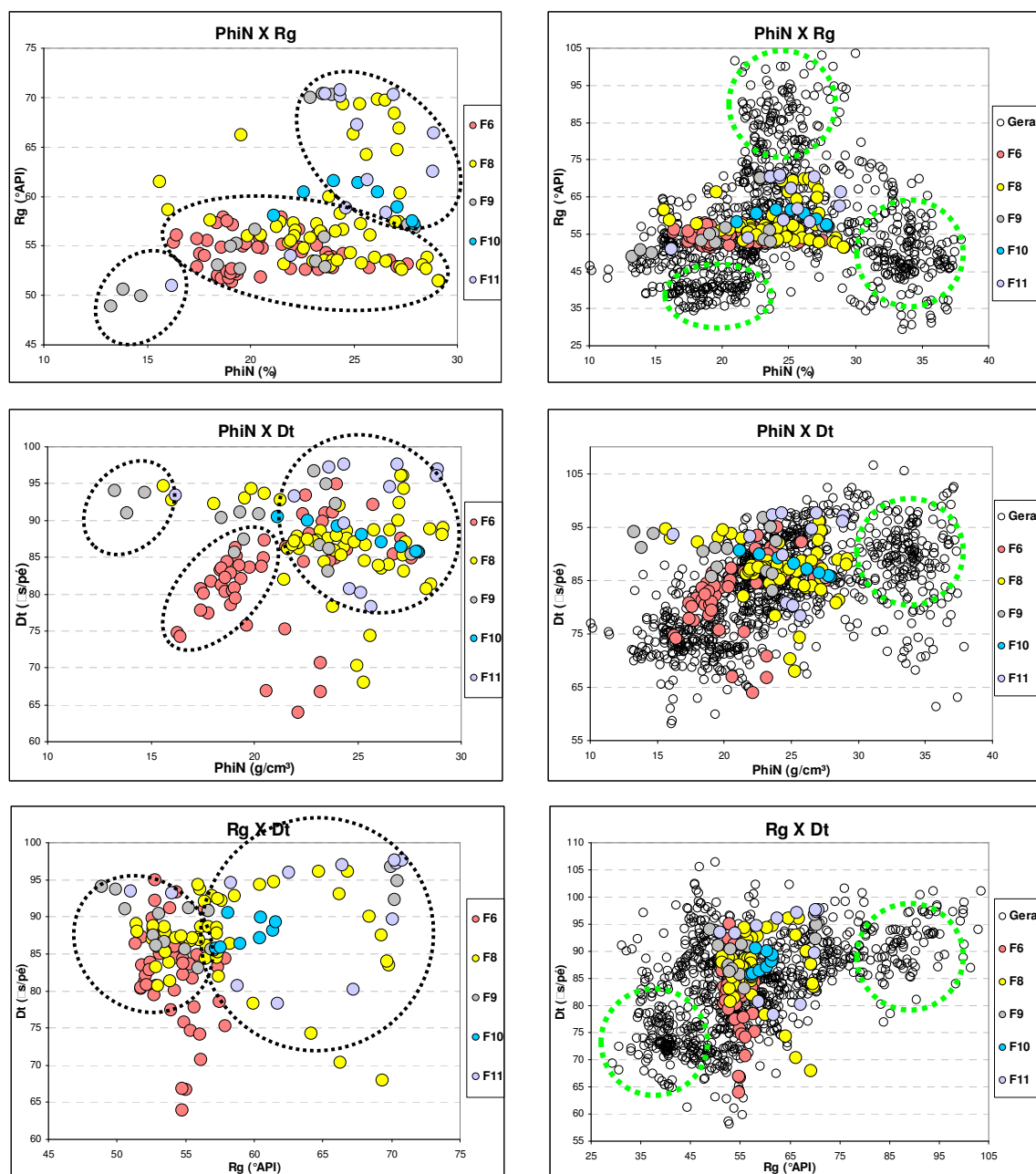


Figura 4.29 – Gráficos de Dispersão entre os perfis ϕN X R_g , ϕN X D_t e R_g X D_t do poço 4-RJS-42. Os gráficos da esquerda referem-se às amostras de perfis do intervalo testemunhado. Os gráficos da direita correlacionam essas amostras com as do poço completo.

Esta ação é necessária para que se possa melhorar a visualização dos agrupamentos referentes aos dados litológicos e de perfis, extraídos do intervalo testemunhado (à esquerda das Figuras 4.28 e 4.29). Caso fossem empregados os mesmos limites das escalas gráficas para os dois conjuntos de dados, os agrupamentos existentes nos gráficos da esquerda das Figuras 4.28 e 4.29 ficariam muito próximos uns aos outros, fato que dificultaria a visualização dos mesmos.

As Figuras 4.28 e 4.29 mostram todos gráficos de dispersão do poço 4-RJS-42, os quais foram realizados por intermédio do cruzamento das variáveis ρB , Dt , ϕN e R_g . Nessas figuras, os gráficos localizados à esquerda referem-se ao conjunto de dados de perfis, coletados frente aos intervalos testemunhados, e os da direita representam a sobreposição dos dados dos intervalos testemunhados sobre os dados amostrados no poço todo (intervalo perfilado completo).

A análise dos gráficos das Figuras 4.28 e 4.29 permite que se chegue a algumas conclusões acerca dos agrupamentos litológicos resultantes do cruzamento dos perfis utilizados neste estudo.

De maneira geral, observa-se a existência de três classes litológicas nos cinco primeiros grupos de gráficos de dispersão (pontilhados em preto) das Figuras 4.28 e 4.29. Apenas no último deles, referente ao cruzamento de R_g com Dt , observam-se dois grupos, sendo que um deles (área pontilhada à esquerda do gráfico) apresenta-se mais bem definido em relação ao outro.

Dentre os cinco primeiros gráficos, percebe-se que no cruzamento de ρB com R_g existe uma quarta área, pontilhada em vermelho (Figura 4.28), a qual engloba alguns pontos da litologia 8. Esta área está relacionada a uma faixa mais alta de valores de R_g e pode indicar a presença de níveis argilosos na litologia 8, os quais não foram descritos macroscopicamente. No geral, as associações entre o perfil ρB e os demais perfis indicam a tendência das litologias 6 e 8 se agruparem no sentido de constituir a eletrofácies referente às rochas reservatório. Secundariamente, ocorre o agrupamento das litologias 10 e 11, as quais provavelmente estão relacionadas à eletrofácies referente aos reservatórios argilosos, de qualidade inferior aos reservatórios principais (litologias 6 e 8). A terceira eletrofácies está relacionada a uma região dos gráficos, a qual se caracteriza por apresentar altos valores de ρB e baixos valores de R_g . Esta engloba alguns pontos da litologia 9 e provavelmente está relacionada à eletrofácies referente às rochas cimentadas.

Em relação à Figura 4.29, os dois primeiros gráficos, os quais representam o cruzamento de ϕN com R_g e de ϕN com D_t , apenas confirmam esses agrupamentos descritos anteriormente. Nota-se, porém, que em relação a ϕN , a litologia 8 apresenta melhor volume poroso que a litologia 6. Esta interpretação pode ser corroborada pelo perfil de ρ_B , onde se observa que a litologia 8 distribui-se numa faixa de valores menores de ρ_B , quando comparada à litologia 6, indicando apresentar melhores condições de porosidade que esta litologia. No último gráfico da Figura 4.29, observa-se apenas uma separação das observações em dois grupos, em relação à variável R_g . Neste poço, a variável D_t mostra-se ruim para discriminar agrupamentos.

Assim, a nova classificação proposta para estas rochas é mostrada na Tabela 4.35:

Tabela 4.35 Classificação de eletrofácies para o poço 3-NA02-RJS.

Litologias em Testemunho	Eletrofácies	Grupos
L6 (Arenito Grosso, Amalgamado)	Classe das Rochas Reservatório	1
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)		
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)	Classe das Rochas Reservatório Argilosas	2
L11 (Arenito/Folhelho, finamente estratificado)		
L9 (Areniito Cimentado)	Classe das Rochas Cimentadas	3

4.3.2 Aplicação de Estatística Multivariada para o 4-RJS-42

Nesta seção, a qual corresponde à Etapa 2 da Figura 3.1, o objetivo é avaliar a acurácia dos resultados obtidos pela reorganização das cinco litologias descritas nos testemunhos em grupos de eletrofácies (Tabela 4.35) para o poço 4-RJS-42. Além disso, são propostos novos agrupamentos de classes litológicas, com base em perfis e por meio da técnica estatística de Análise de agrupamentos.

Em seguida, o agrupamento mostrado na Tabela 4.35 e aqueles resultantes da Análise de agrupamentos são avaliados por meio das ferramentas estatísticas de Análise de variância, Teste de Médias e Análise Discriminante.

4.3.2.1 Avaliação dos Resultados da Classificação Qualitativa

4.3.2.1.1 Análise de Variância e Teste de Médias

Inicialmente, os agrupamentos mostrados na Tabela 4.35 são submetidos à Análise de Variância, com o objetivo de testar se os mesmos são diferentes entre si. Posteriormente, realiza-se um Teste de Médias, no sentido de verificar se os grupos diferem entre si, dois a dois, em relação a cada uma das variáveis (Rg, ρB , ϕN e Dt) utilizadas neste estudo. A Tabela 4.36 mostra os resultados da Análise de Variância para o poço 4-RJS-42.

Tabela 4.36 - Análise de Variância para o poço 4-RJS-42.

		Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F	P
ρB	Entre Grupos	666,65	2	333,33	8,66	0,000
	Nos Grupos	5198,31	135	38,51		
	Total	5864,97	137			
Rg	Entre Grupos	565,53	2	282,76	11,62	0,000
	Nos Grupos	3285,54	135	24,34		
	Total	3851,06	137			
ϕN	Entre Grupos	152,91	2	76,45	6,35	0,002
	Nos Grupos	1626,71	135	12,05		
	Total	1779,62	137			
Dt	Entre Grupos	0,05	2	0,03	10,61	0,000
	Nos Grupos	0,33	135	0,00		
	Total	0,38	137			

Na Tabela 4.36, observa-se que os valores **P** para os quatro grupos de eletrofácies mostrados na Tabela 4.35 mostram-se menores que 0,05, provando que a hipótese de igualdade entre os grupos (H_0) deve ser rejeitada. Em outras palavras, este teste estatístico mostra que, por meio das variáveis independentes quantitativas ρB , Rg, ϕN e Dt, pode-se inferir que os quatro grupos litológicos da Tabela 4.35 são realmente diferentes entre si.

A partir deste resultado, efetua-se o Teste de Médias para que se possa determinar os grupos que diferem entre si em relação a cada uma das variáveis contínuas (Rg, ρB , ϕN e Dt) utilizadas neste estudo.

Os resultados do Teste de Médias para os agrupamentos mostrados na Tabela 4.35 podem ser observados na Tabela 4.37. Nesse sentido, observa-se que as variáveis avaliam de maneira satisfatória as diferenças entre os três grupos de eletrofácies estabelecidos na Tabela 4.35. Esses resultados podem ser avaliados pelos valores P da Tabela 4.37 (em negrito).

Tabela 4.37: Comparações entre as Médias por Variável.

Variável	Comparação entre Grupos		Diferença entre Médias	Erro Padrão	Valores P
Dt	1	2	-5,10	1,52	0,00
		3	-4,88	1,67	0,01
	2	1	5,10	1,52	0,00
		3	0,22	2,08	0,99
	3	1	4,88	1,67	0,01
		2	-0,22	2,08	0,99
Rg	1	2	-5,81	1,21	0,00
		3	-0,76	1,33	0,83
	2	1	5,81	1,21	0,00
		3	5,05	1,65	0,01
	3	1	0,76	1,33	0,83
		2	-5,05	1,65	0,01
φN	1	2	-2,34	0,85	0,02
		3	1,69	0,93	0,17
	2	1	2,34	0,85	0,02
		3	4,04	1,16	0,00
	3	1	-1,69	0,93	0,17
		2	-4,04	1,16	0,00
ρB	1	2	0,05	0,01	0,00
		3	-0,02	0,01	0,25
	2	1	-0,05	0,01	0,00
		3	-0,07	0,02	0,00
	3	1	0,02	0,01	0,25
		2	0,07	0,02	0,00

Os valores **P** < 0,05 indicam haver desigualdade entre os grupos e os valores **P** > 0,05 indicam que esses grupos são iguais entre si, se analisados pela referida variável.

Nesse sentido, observa-se uma desigualdade entre grupos (**P** < 0,05) para a maioria dos casos (Tabela 4.37), quando comparados dois a dois, por intermédio de cada uma das variáveis.

Em resumo, observa-se que o Teste de Médias realizado sobre os resultados da Tabela 4.35 indica haver semelhança entre os grupo 2 e 3 em relação ao perfil Dt e entre os grupos 1 e 3 em relação aos perfis Rg, ϕN e ρB .

4.3.2.1.2 Análise Discriminante

A aplicação da Análise Discriminante sobre os agrupamentos mostrados na Tabela 4.35 indica um percentual de acerto de 68,1% para as 138 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo. Ou seja, das 138 alocações dos dados dos perfis nas classes litológicas definidas pela Tabela 4.35, por meio de métodos qualitativos, 94 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação estatística da Análise Discriminante.

Dessa forma, observa-se que a avaliação da caracterização de eletrofácies, realizada por meio de métodos qualitativos (Tabela 4.35), apresenta-se boa para a Análise de variância, satisfatória para o teste de Médias e pouco satisfatória para a Análise Discriminante, visto que, para esta última, das 138 amostras distribuídas nos três grupos, 44 foram alocadas erroneamente.

4.3.2.2 Aplicação da Análise de Agrupamentos para a Definição de Eletrofácies

Aspectos Gerais

Nos próximos passos, realizam-se vários novos agrupamentos, por meio da Análise de Agrupamentos, no sentido de se obter diversas classificações para as cinco litologias descritas na Tabela 4.34. Porém, algumas considerações devem ser realizadas anteriormente ao início desta etapa. Nesse sentido, vale lembrar que as cinco litologias analisadas nos testemunhos do poço 4-RJS-42 são de composição siliciclástica. A análise dessas litologias por meio de suas descrições em testemunho possibilita que se estabeleçam os números de grupos possíveis para

os agrupamentos gerados nesta etapa, os quais devem apresentar coerência em termos de eletrofácies.

Como mencionado anteriormente, as cinco litologias analisadas em testemunhos, de composição siliciclástica, indicam a existência comprovada de um grupo de rochas reservatório (arenitos arcoseanos) e de um outro, constituído de rochas com características de reservatório, porém, associadas à porções ora argilosas ora cimentadas. Essas litologias podem constituir um segundo grupo, o qual caracteriza a eletrofácies constituída por rochas reservatório argilosas e/ou cimentadas. Ou ainda, essas litologias podem se dividir em dois outros grupos, sendo que um deles inclui litologias com características de reservatórios não argilosos, porém cimentados e o outro, as litologias com características de reservatórios cimentados, porém, limpos em relação à presença de argila. Dessa forma, limita-se a Análise de agrupamentos a no máximo três grupos e no mínimo dois grupos.

Além dos motivos supramencionados, o agrupamento em três grupos é gerado para que se possa comparar seus resultados com aqueles obtidos na Tabela 4.35, de onde se espera que haja a discriminação entre as rochas reservatório I, das reservatório II e daquelas que apresentam características de reservatórios argilosos.

Um segundo agrupamento é o em dois grupos, onde se acredita que haverá a discriminação entre as rochas reservatório e aquelas que representam a fusão entre as litologias cimentadas e as que apresentam características de reservatórios argilosos.

Ao final desta etapa, referente à aplicação da técnica de Análise de Agrupamentos, tem-se como resultado a realização de duas classificações, as quais são obtidas com base em perfis e associadas às litologias descritas nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS.

Os resultados obtidos podem ser comparados entre si, no sentido de se identificar o melhor agrupamento gerado por esta técnica estatística e de poder compará-lo àquele mostrado na Tabela 4.35, oriundo de análises qualitativas.

4.3.2.2.1 Análise de Agrupamentos com Três Grupos

Como mencionado anteriormente, esta técnica é primeiramente aplicada para que se obtenha o reagrupamento das cinco classes litológicas da Tabela 4.34 em três grupos. O objetivo é comparar o resultado dessa classificação com aquele, mostrado na Tabela 4.35, oriundo de análises qualitativas as quais englobam o conhecimento das características de cada litologia e da observação de alguns cruzamentos de perfis em gráficos de dispersão.

A Tabela 4.38 mostra os resultados da Análise de Agrupamentos com três grupos para as cinco classes litológicas da Tabela 4.35.

Tabela 4.38 - Análise de Agrupamentos para três grupos.

Litologias	6		8		9		10		11	
Grupos	Freq	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%
1	49	100	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	16	100	8	100	12	100
3	0	0	53	100	0	0	0	0	0	0
Total	49	100	53	100	16	100	8	100	12	100

Em suma, os grupos litológicos descritos em testemunhos (Tabela 4.34) e reagrupados em três grupos por meio da Análise de Agrupamentos (Tabela 4.38), resultam na classificação mostrada na Tabela 4.39.

Tabela 4.39: Resultado da Análise de Agrupamento em três grupos.

Litologias em Testemunho	Eletrofácies	Grupos
L6 (Arenito Grosso, Amalgamado)	Rochas Reservatório I	1
L9 (Arenito Cimentado)	Rochas Reservatório Argilosas	2
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)		
L11 (Arenito/Folhelho, finamente estratificado)		
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)	Rochas Reservatório II	3

A Tabela 4.40 mostra as estatísticas básicas referentes às variáveis, dentro de cada um dos grupos gerados pela análise de agrupamentos em três grupos.

Tabela 4.40: Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.

		Dt		Rg		ϕN		ρB	
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
Grupo	1	82,50	6,67	54,21	1,81	20,86	2,84	2,35	0,04
	2	89,81	5,14	59,60	6,74	23,15	4,17	2,32	0,07
	3	86,94	5,61	57,71	5,29	24,21	3,06	2,32	0,04
	Todos	86,11	6,54	56,96	5,30	22,75	3,60	2,33	0,05

4.3.2.2.1.1 Análise de Variância e Teste de Médias para o Agrupamento com Três Grupos.

A Tabela 4.41 mostra a Análise de Variância realizada sobre os resultados da Análise de Agrupamentos em três grupos.

Tabela 4.41: Análise de Variância.

		Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F	P
Dt	Entre Grupos	1169,26	2	584,63	16,81	0,000
	Nos Grupos	4695,70	135	34,78		
	Total	5864,97	137			
Rg	Entre Grupos	650,22	2	325,11	13,71	0,000
	Nos Grupos	3200,84	135	23,71		
	Total	3851,06	137			
ϕN	Entre Grupos	294,02	2	147,01	13,36	0,000
	Nos Grupos	1485,60	135	11,00		
	Total	1779,62	137			
ρB	Entre Grupos	0,04	2	0,02	8,69	0,000
	Nos Grupos	0,33	135	0,00		
	Total	0,38	137			

Os valores $P < 0,05$ indicam, novamente, a existência de diferenças bastante significativas entre os três grupos (valores P), mostrando um resultado positivo para a classificação apresentada na Tabela 4.39.

A Tabela 4.42 mostra os resultados do Teste de Médias, aplicado para o agrupamento em três grupos, mostrado na Tabela 4.39. Em relação a este teste (Tabela 4.42), observa-se que as quatro variáveis utilizadas neste estudo não reconhecem a diferença entre os grupos 2 (rochas reservatório argilosas) e 3 (rochas reservatório II), oriundos da Análise de Agrupamentos em três grupos, da Tabela 4.39. Este resultado sugere a existência de apenas dois grupos de eletrofácies, dentre as litologias descritas nos testemunhos do poço 4-RJS-42.

Tabela 4.42: Comparações das Médias dos Grupos.

Variável	Comparação entre Grupos		Diferença entre Médias	Erro Padrão	Valores P
Dt	1	2	-7,31	1,29	0,00
		3	-4,45	1,17	0,00
	2	1	7,31	1,29	0,00
		3	2,87	1,27	0,07
	3	1	4,45	1,17	0,00
		2	-2,87	1,27	0,07
Rg	1	2	-5,39	1,07	0,00
		3	-3,50	0,97	0,00
	2	1	5,39	1,07	0,00
		3	1,89	1,05	0,18
	3	1	3,50	0,97	0,00
		2	-1,89	1,05	0,18
φN	1	2	-2,29	0,73	0,01
		3	-3,35	0,66	0,00
	2	1	2,29	0,73	0,01
		3	-1,06	0,72	0,30
	3	1	3,35	0,66	0,00
		2	1,06	0,72	0,30
□B	1	2	0,04	0,01	0,00
		3	0,04	0,01	0,00
	2	1	-0,04	0,01	0,00
		3	0,00	0,01	1,00
	3	1	-0,04	0,01	0,00
		2	0,00	0,01	1,00

4.3.2.2.1.2 Análise Discriminante para o Agrupamento com Três Grupos.

Em relação à Análise Discriminante para este agrupamento em três grupos, o resultado mostra um percentual de acerto de 73,9% para as 138 observações envolvidas no estudo, indicando que o resultado desta Análise de Agrupamentos em três grupos (Tabela 4.39), apresenta-se melhor que o anterior (Tabela 4.35) em relação à Análise Discriminante, visto que, para esta última, das 138 amostras distribuídas nos três grupos, 36 foram alocadas erroneamente. A Análise de Variância mostra que o agrupamento é bom. Porém, o Teste de Médias sugere haver apenas dois grupos de eletrofácies em relação a todas as variáveis utilizadas no estudo.

4.3.2.2.2 Análise de Agrupamentos com Dois Grupos

Nesta seção, a técnica da Análise de Agrupamentos é aplicada para que se obtenha o reagrupamento das cinco classes litológicas da Tabela 4.35 em dois, onde se espera que ocorra a divisão entre as rochas reservatório e aquelas que apresentam características de reservatórios argilosos. Como observado anteriormente, este resultado é validado pela Análise de Variância e pela Análise Discriminante. O Teste de Médias não se aplica a agrupamentos constituídos por menos que três grupos e portanto, não será aplicado para este resultado.

A Tabela 4.43 mostra o resultado da Análise de Agrupamentos em dois grupos para as cinco classes litológicas mostradas na Tabela 4.35, as quais são oriundas da análise sequencial dos testemunhos do poço 4-RJS-42.

Tabela 4.43 - Análise de Agrupamentos para três grupos.

Litologias	6		8		9		10		11	
Grupos	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%
1	49	100	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	53	100	16	100	8	100	12	100
Total	49	100	53	100	16	100	8	100	12	100

Em suma, os grupos litológicos descritos em testemunhos (Tabela 4.34) e reagrupados em dois grupos por meio da Análise de Agrupamentos (Tabela 4.43), resultam na classificação mostrada na Tabela 4.44.

Tabela 4.44: Resultado da Análise de Agrupamento em três grupos.

Litologias em Testemunho	Eletrofácies	Grupos
L6 (Arenito Grosso, Amalgamado)	Rochas Reservatório I	1
L9 (Arenito Cimentado)	Rochas Reservatório Argilosas	2
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)		
L11 (Arenito/Folhelho, finamente estratificado)		
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)		

A Tabela 4.45 mostra as estatísticas básicas referentes às variáveis, dentro de cada um dos grupos gerados pela análise de agrupamentos em três grupos.

Tabela 4.45: Médias e Desvios Padrão para cada variável, divididos por grupo.

		Dt		Rg		φN		ρB	
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
Grupo	1	82,50	6,67	54,21	1,81	20,86	2,84	2,35	0,04
	2	88,11	5,57	58,47	5,95	23,78	3,57	2,32	0,05
	Todos	86,11	6,54	56,96	5,30	22,75	3,60	2,33	0,05

4.3.2.2.1 Análise de Variância para o Agrupamento com Dois Grupos.

A Tabela 4.46 mostra a Análise de Variância realizada sobre os resultados da Análise de Agrupamentos em dois grupos.

Tabela 4.46: Análise de Variância.

		Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F	P
Dt	Entre Grupos	1661,79	1	1661,79	34,60	0,000
	Nos Grupos	7924,44	165	48,03		
	Total	9586,22	166			
Rg	Entre Grupos	5701,18	1	5701,18	32,57	0,000
	Nos Grupos	28884,10	165	175,06		
	Total	34585,28	166			
φN	Entre Grupos	44,52	1	44,52	6,39	0,000
	Nos Grupos	1150,25	165	6,97		
	Total	1194,77	166			
ρB	Entre Grupos	1,67	1	1,67	396,18	0,000
	Nos Grupos	0,70	165	0,00		
	Total	2,36	166			

Os valores $P < 0,05$ indicam, novamente, diferenças bastante significativas entre os três grupos (valores P), mostrando um resultado positivo para a classificação apresentada na Tabela 4.44.

4.3.2.2.2 Análise Discriminante para o Agrupamento com Dois Grupos.

Em relação à Análise Discriminante para este agrupamento em dois grupos, o resultado indica um percentual de acerto de 79,7% para as 138 observações envolvidas no estudo. Ou seja, das 138 alocações dos dados dos perfis nos grupos litológicos mostrados na Tabela 4.44, por meio da Análise de Agrupamento em três grupos, cerca de 110 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação estatística da Análise Discriminante.

Dessa forma, observa-se que o resultado desta Análise de Agrupamentos em dois grupos (Tabela 4.44), apresenta o melhor resultado de agrupamento em relação à Análise Discriminante, visto que, para esta última, das 138 amostras distribuídas nos dois grupos, apenas 28 foram alocadas erroneamente.

Capítulo 5

Discussão dos Resultados

Neste capítulo, são apresentadas as discussões sobre os resultados de caracterização de eletrofácies para os testemunhos dos poços 3-NA01A-RJS, 3-NA02-RJS e 4-RJS-42, analisados neste estudo, os quais são oriundos de interpretações qualitativas e da aplicação de técnicas estatísticas de agrupamento de dados.

Além disso, são apresentadas as avaliações quantitativas dos agrupamentos de eletrofácies, as quais são conduzidas por meio de ferramentas estatísticas de abordagem multivariada.

Primeiramente, as discussões são desenvolvidas em relação a cada poço, com o objetivo de detalhar a aplicação do método proposto neste estudo e de avaliar localmente os resultados obtidos para os conjuntos de litologias analisados, os quais estão relacionados aos intervalos testemunhados desses poços.

Posteriormente, os resultados são analisados e discutidos de forma conjunta, de maneira a integrar as conclusões e as observações obtidas acerca de cada uma das eletrofácies caracterizadas neste estudo.

No sentido de repetir as seqüências de análises realizadas no Capítulo 4, as discussões se iniciam com o poço 3-NA02-RJS, seguidas do 3-NA01A-RJS e, por fim, do 4-RJS-42.

5.1 Resultados do Poço 3-NA-02-RJS

Em relação ao poço 3-NA02-RJS, o estudo de caso realizado no Capítulo 4 mostra, primeiramente, uma sequência de análises qualitativas para se caracterizar as eletrofácies relacionadas às litologias presentes em seus testemunhos. Para este poço, essa análise é elaborada em nível de detalhe, no sentido de se repetir a rotina de interpretações qualitativas realizadas nos laboratórios das indústrias de petróleo. Vale lembrar que a execução desta etapa exige conhecimento e experiência do intérprete, tanto em termos de petrografia sedimentar quanto em relação à avaliação de formações por meio de perfilagem de poços.

A segunda etapa desse estudo de caso (Capítulo 4) mostra a aplicação de métodos estatísticos (Análise de Agrupamentos em dois passos), no sentido de se buscar novos agrupamentos com base em dados de perfis, associados às informações litológicas diretas (testemunhos). Ainda dentro dessa segunda etapa, efetua-se uma sequência de aplicações estatísticas (ANOVA, Teste de Médias e Análise Discriminante), voltadas para avaliar os agrupamentos de litologias (eletrofácies) obtidos por meio dos métodos estatísticos, assim como daqueles oriundos da análise qualitativa.

Os agrupamentos de litologias (eletrofácies) referentes aos testemunhos do poço 3-NA02-RJS e oriundos das etapas supramencionadas são mostrados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Resultados da caracterização de eletrofácies para o intervalo testemunhado do poço 3-NA02-RJS.

Litologia	Análises Qualitativas (Quatro Grupos)	Análise de Agrupamentos (Quatro Grupos)	Análise de Agrupamentos (Três Grupos)
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)	RR	RR	RR
L9 (Arenito Médio, Cimentado)	RR	RA	RA
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)	RA	RA	RA
L15 (Interlaminado de Arenito fino/médio, argiloso)	RA	RA	RA
L21 (Arenito Médio, Cimentado)	RC	RC	RA
L12 (Siltito Argiloso, Estratificado)	RNR	RA	RA
L14 (Folhelho Radioativo)	RNR	RNR	RNR
L16 (Interlaminado de Siltito e Folhelho)	RNR	RNR	RNR

5.1.1 Avaliação dos Agrupamentos

Na Tabela 5.1, observa-se a caracterização das eletrofácies RR (rochas reservatório), RA (Reservatórios Argilosos), RC (Reservatórios Cimentados) e RNR (Rochas Não-reservatório), para as litologias descritas nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS, as quais foram definidas por meio de análises qualitativas e da Análise de Agrupamentos em dois passos, com a geração de quatro e três grupos. Os próximos parágrafos incluem as análises desses agrupamentos, com ênfase nas diferenças entre os mesmos e na interpretação do significado litológico embutido nessas diferenças.

Os quatro agrupamentos oriundos de análises qualitativas (Tabela 5.1), associadas a informações de perfis e de descrições macroscópicas de testemunhos, apresentam as características descritas à seguir:

Em relação à litologia 8, a qual é descrita macroscopicamente como um Arenito Médio, Gradado ou Maciço (Anexo 2), esta mostra-se muito bem caracterizada em perfis quando analisada por meio de gráficos de dispersão entre as variáveis R_g , ρ_B e ϕ_N . Entretanto, observa-se que a mesma mostra certa variabilidade na leitura de velocidade de tempo de trânsito, analisada pelo perfil sônico (D_t). Porém, a boa caracterização desta litologia em praticamente todos os gráficos de dispersão analisados neste estudo leva a concluir que a mesma constitui a eletrofácies que representa a classe de Rochas Reservatório (RR), presente na sequência de rochas analisadas.

A litologia 9, descrita como um Arenito Médio, Cimentado (Anexo 2), mostra-se muito pouco representada no intervalo testemunhado (apenas sete observações). Esta apresenta alta variabilidade em relação ao perfil ρ_B (variações nos teores de cimento) e em relação aos outros perfis que avaliam a porosidade das litologias (D_t e ϕ_N). Em testemunho, esta litologia é descrita como sendo cimentada de maneira homogênea, pelo fato de que as pequenas variações em relação aos teores de cimento não podem ser captadas macroscopicamente. Porém, as investigações por perfis detectam essas oscilações, as quais se relacionam às variações na porosidade e consequentemente, na densidade volumétrica (ρ_B) das litologias investigadas. Em relação ao perfil R_g , esta litologia é bem caracterizada pelo fato de se tratar de um arenito limpo (baixo R_g), bastante semelhante à litologia 8 (mesma faixa de valores de R_g). E por intermédio

das informações macroscópicas, associadas às interpretações de perfis, deduz-se que a litologia 9, provavelmente, corresponde à porções cimentadas da litologia 8. Porém, para o poço 3-NA02-RJS, restam dúvidas em relação ao grupo de eletrofácies ao qual a mesma deve estar relacionada. Nesse sentido, constatou-se que a litologia 9 ocorre sempre associada à litologia 8, quando analisada por meio dos perfis ρB , R_g e ϕN , sendo que, apenas o perfil D_t a separa desta litologia. Devido à baixa representatividade de amostragem e à grande semelhança com a litologia 8 em relação aos atributos de perfis, a litologia 9 é incluída na eletrofácies que representa a classe das Rochas Reservatório (RR) (Tabela 5.1).

A litologia 10, descrita como um Interestratificado de Arenito e Folhelho, constitui uma mistura de litologias porosas e não porosas (Anexo 2). A análise de testemunhos revela a presença de indícios pontuais de hidrocarbonetos, disseminados em seu intervalo de ocorrência. Porém, suas características em perfil (alto R_g e ρB bastante variável) revelam condições permoporosas bastante ruins e, portanto, inadequadas para que a mesma seja classificada como uma rocha reservatório. Da mesma forma, a distribuição dos seus pontos nos diagramas de dispersão apresenta-se bastante irregular, mostrando tendência de agrupamento com a litologia 15. Pelo fato da presença de indícios de hidrocarbonetos em testemunhos e da existência de certo volume poroso associado a esta litologia, deduz-se que a mesma representa a eletrofácies relacionada às Rochas Reservatório Argilosas (RA) (Tabela 5.1).

As litologias 12 (Siltito Argiloso, Estratificado), 14 (Folhelho Radioativo) e 16 (Interlaminado de Siltito e Folhelho) (Anexo 2), são caracterizadas em testemunhos como três classes distintas de rochas, do tipo não-reservatório. Em relação à análise por perfis, as características de rochas não-reservatório são corroboradas pelos altos valores de R_g , o qual reflete alta argilosidade, além das características permoporosas ruins, traduzidas pelos perfis ϕN e ρB . Porém, observa-se que as três classes apresentam características litológicas e permoporosas bastante semelhantes, sendo que as mesmas ocorrem agrupadas em todos os gráficos de dispersão analisados. Dessa forma, deduz-se que as litologias 12, 14 e 16 representam a eletrofácies relacionada às Rochas Não-reservatório (RNR).

A litologia 15 (Interlaminado de Arenito fino a médio, argiloso, cimentado) (Anexo 2) constitui uma mistura de litologias porosas e não porosas, com porções cimentadas, a qual apresenta indícios pontuais de hidrocarbonetos, disseminados em seu intervalo de ocorrência (testemunhos). Por intermédio da observação nos gráficos de dispersão, fica evidente o caráter

não agrupado da distribuição dos seus pontos. Porém, como mencionado anteriormente, observa-se certa tendência de agrupamento da litologia 10 com esta litologia, quando observadas pelo cruzamento dos perfis Rg, ϕN e ρB . Apenas o perfil Dt a separa totalmente da litologia 10. Pela presença de indícios de hidrocarbonetos em testemunhos e da existência de certo volume poroso associado a esta litologia, deduz-se que a mesma, juntamente com a litologia 10, representa a eletrofácies relacionada às Rochas Reservatório Argilosas (RA).

A litologia 21 (Arenito Médio, Cimentado) (Anexo 2) é muito pouco amostrada nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS (apenas dez observações) e sua distribuição nos gráficos de dispersão se apresenta em padrão desagrupado para o cruzamento das variáveis Dt, ϕN e ρB . Em relação a Rg, esta litologia apresenta-se na mesma faixa de radioatividade que a litologia 8 (livre de argila). O caráter cimentado da litologia 21 é corroborado pelos altos valores de ρB associados a esta litologia. As características macroscópicas da litologia 21, associadas aos seus traços em perfis, possibilitam a associação da mesma à eletrofácies que representa os Reservatórios Cimentados (RC).

O agrupamento oriundo da Análise de Agrupamentos com quatro grupos apresenta-se similar ao anterior em relação à distribuição das litologias nos grupos que o constituem. Observam-se diferenças apenas em relação às alocações das litologias 9 e 12 entre esses dois agrupamentos (Tabela 5.1). Nesse sentido, a litologia 9 agrupa com a litologia 8 na classificação oriunda das análises qualitativas (quatro grupos) e com as litologias 10, 12 e 15, na classificação referente à Análise de Agrupamentos com quatro grupos. A litologia 12 agrupa com as litologias 14 e 16 na classificação oriunda das análises qualitativas (quatro grupos) e com as litologias 9, 10, 12 e 15, na classificação referente à Análise de Agrupamentos com quatro grupos.

De onde se conclui que a litologia 9 não é bem caracterizada por seus atributos em perfis, pois, em nenhuma das classificações, ela se relaciona com os Reservatórios Cimentados, conforme é mencionado em sua descrição macroscópica. Esta característica reforça a indicação citada anteriormente, sobre a inexatidão do ajuste dessa litologia em relação à profundidade dos perfis. O fato de essa litologia estar muito pouco amostrada por perfis (apenas 5 amostras) também pode contribuir para a má caracterização da mesma nesses atributos.

Em relação ao agrupamento com três grupos, o qual é oriundo da técnica de Análise de Agrupamentos, este apenas confirma a alocação das litologias 9 e 12 em um mesmo grupo (RA)

e ainda inclui a litologia 21, outrora classificada como reservatório cimentado (RC) pelas duas classificações em quatro grupos (Tabela 5.1).

5.1.2 Avaliação Quantitativa das Eletrofácies

Nesta seção, são realizados alguns testes estatísticos, dentre eles a Análise de Variância, o Teste de Médias e a Análise Discriminante, no sentido de avaliar quantitativamente os agrupamentos apresentados na Tabela 5.1, os quais são oriundos da Análise de Agrupamentos em dois passos e de Análises Qualitativas.

A Tabela 5.2 mostra os resultados da aplicação desses testes sobre os agrupamentos propostos para as litologias descritas nos testemunhos do poço 3-NA02-RJS.

Tabela 5.2 – Resultados das análises quantitativas das eletrofácies do poço 3-NA02-RJS.

Agrupamentos	ANOVA	Teste de Médias	Análise Discriminante
Análises Qualitativas (Quatro Grupos)	Todos Diferentes	Dt → 1 = 2	97,20%
		Rg → 1 = 3	
		$\phi N \rightarrow 1 = 2$	
		$\rho B \rightarrow 2 = 4$	
Análise de Agrupamentos (Quatro Grupos)	Todos Diferentes	Dt → 1 = 2 e 1 = 4	88,20%
		Rg → 1 = 3	
		$\phi N \rightarrow 1 = 2$	
		$\rho B \rightarrow$ Todos Diferentes	
Análise de Agrupamentos (Três Grupos)	Todos Diferentes	Dt → 1 = 3	88,90%
		Rg → Todos Diferentes	
		$\phi N \rightarrow$ Todos Diferentes	
		$\rho B \rightarrow 2 = 3$	

A Análise de Variância (ANOVA) mostra que as variáveis quantitativas (Rg, ρB , ϕN e Dt) empregadas neste estudo, quando analisadas em conjunto, indicam haver diferenças entre os grupos referentes a cada um dos agrupamentos mostrados na Tabela 5.1. Em outras palavras, este teste indica que as eletrofácies estabelecidas nesses agrupamentos são diferentes entre si e que cada uma delas representa um grupo litológico cujas características em perfis as diferenciam dos demais grupos.

Como pode ser observado na Tabela 5.2, todas eletrofácies mostram-se diferentes entre si em relação a este teste e portanto, todas são consideradas bem constituídas, em relação à Análise de Variância.

O Teste de Médias avalia o desempenho de cada variável em discriminar os grupos, quando comparados dois a dois. A seguir, são apresentados os comentários sobre os resultados desses testes, mostrados na Tabela 5.2.

Em relação ao agrupamento oriundo das análises qualitativas (quatro grupos) da Tabela 5.2, o teste de médias mostra que a variável Dt não diferencia o grupo 1 (Rochas Reservatório) do grupo 2 (Rochas Reservatório Argilosas). Nesse sentido, sabe-se que esses dois grupos de rochas referem-se a rochas reservatório e, portanto, portadoras de volume poroso. Assim, conclui-se que o perfil Dt, se empregado isoladamente, mostra-se inadequado para distinguir os reservatórios limpos e de boa qualidade daqueles mais argilosos e menos permeáveis.

Em relação à variável Rg, apenas os grupos 1 (Rochas Reservatório) e 3 (Reservatórios Cimentados) se mostram iguais entre si. Nesse sentido, observa-se que as análises qualitativas realizadas por meio de gráficos de dispersão entre Rg e as outras variáveis utilizadas neste estudo, mostram grande semelhança entre as litologias pertencentes aos grupos 1 e 3, as quais apresentam-se limpas em relação à presença de argila. Dessa forma, observa-se que o perfil de Rg não se mostra eficaz para discriminar as litologias dos grupos 1 e 3.

Assim como o perfil de Dt, o perfil de ϕN mostra igualdade entre os grupos 1 (Rochas Reservatório) e 2 (Rochas Reservatório Argilosas). O perfil de ϕN é indicado para avaliar porosidade, principalmente se associado ao perfil de ρB . Se interpretado isoladamente dos outros perfis, mostra-se inapropriado para discriminar os reservatórios limpos e de boa qualidade daqueles argilosos e de má qualidade, dotados de grande volume de microporos, associados ao conteúdo argiloso.

O perfil de ρB mostra haver igualdade apenas entre os grupos 2 (Rochas Reservatório Argilosas) e 4 (Rochas não-reservatório). De fato, todos os gráficos de dispersão entre ρB e as outras variáveis empregadas neste estudo mostram que estas litologias se situam em intervalos próximos de valores de ρB (Capítulo 4) (Figuras 4.11, 4.13 e 4.15). Portanto, isto explica a ineficácia desta variável para distinguir entre esses dois grupos de litologias, se interpretada isoladamente.

Em resumo, observa-se que o Teste de Médias, realizado sobre os resultados da Tabela 5.1, indica que o grupo 1 é semelhante ao grupo 2 em relação aos perfis ϕN e Dt. O grupo 2 se assemelha ao grupo 4 em relação ao perfil ρB e o grupo 3 se assemelha o grupo 1 em relação a Rg.

Em relação ao agrupamento oriundo da Análise de Agrupamentos em quatro grupos, da Tabela 5.2, observa-se que a variável ρB apresenta o melhor resultado de discriminação entre as classes de eletrofácies. Esta discrimina perfeitamente todos os quatro grupos definidos pela Análise de Agrupamentos.

Em relação à ϕN , esta indica que os grupos 1 (Rochas Reservatório) e 3 (Arenitos, Folhelhos e Siltitos) se assemelham entre si. Neste caso, o perfil ϕN está, provavelmente, contabilizando a microporosidade dos argilominerais na comparação entre esses dois grupos de rochas e, por este motivo, o mesmo os classifica como iguais em relação ao atributo porosidade.

A variável Dt não diferencia o grupo das rochas reservatório (grupo 1) dos grupos referentes às rochas reservatório argilosas (grupo 2) e às rochas não-reservatório (grupo 4). Nesse sentido, observa-se que as análises realizadas anteriormente mostram baixa capacidade de discriminação litológica para o perfil Dt, em relação às litologias presentes nos testemunhos deste poço.

Em relação à variável Rg, observa-se que esta não registra apenas a diferença entre as rochas reservatório (grupos 1) e as Reservatórios Cimentados (grupo 3). Isto se justifica pelo fato de que as litologias que constituem esses grupos de eletrofácies são bastante limpas em relação à presença de argila.

Os resultados referentes ao Teste de Médias para os grupos gerados pela Análise de Agrupamentos em três grupos, mostrados na Tabela 5.2, refletem uma sensível melhora no desempenho de todas as variáveis em discriminar grupos litológicos distintos (eletrofácies).

Dentro deste contexto, observa-se, apenas, que Dt não diferencia o grupo 1 (rochas reservatório) do 3 (rochas não-reservatório) e ρB não discrimina o grupo 2 (reservatórios argilosos) do 3 (rochas não-reservatório). Como observado anteriormente, esta característica provavelmente se relaciona ao fato de que esses dois grupos litológicos se situam em faixas próximas de valores de densidade.

Como já mencionado, o Teste de Médias avalia o desempenho de cada variável em discriminar os grupos, quando comparados dois a dois. Em relação aos resultados deste teste (Tabela 5.2) para as três classificações mostradas na tabela 4.1, observa-se que:

A variável Dt, de uma maneira geral, não diferencia as rochas reservatório (livres de argila) das litologias argilosas. Nesse sentido vale observar que a mesma não diferencia a eletrofácies RR das eletrofácies RA e RNR (Tabela 5.2) (Tabela 5.1). Dessa forma, conclui-se que a variável Dt, se empregada isoladamente, mostra-se inadequada para distinguir os reservatórios limpos e de boa qualidade daqueles mais argilosos e menos permeáveis. Porém, a mesma apresenta bons resultados para separar os reservatórios limpos e porosos dos cimentados e sem porosidade.

Ao contrário da variável Dt, a variável Rg se mostra bastante útil para discriminar litologias limpas daquelas que apresentam conteúdo argiloso. Entretanto, observa-se que a mesma não discrimina litologias limpas, porém, distintas entre si em relação ao volume poroso. Nesse sentido, observa-se que Rg não discrimina as rochas reservatório (RR) dos reservatórios cimentados (RC) (Tabela 5.2) nos dois agrupamentos com quatro grupos, mostrados na Tabela 5.1. Dessa forma, conclui-se que a variável Rg, se empregada isoladamente, mostra-se inadequada para distinguir os reservatórios limpos, porém distintos entre si em relação ao volume poroso (presença de cimento).

Como mostra a Tabela 5.2, o perfil de ϕN não diferencia a eletrofácies RR da RA. Esta resposta está, provavelmente, relacionada ao fato de que o perfil ϕN contabiliza a microporosidade associada aos argilominerais na comparação entre esses dois grupos de rochas e, por este motivo, o mesmo os classifica como iguais em relação ao atributo porosidade. Dessa forma, conclui-se que o perfil ϕN , se interpretado isoladamente dos outros perfis, se mostra inapropriado para discriminar os reservatórios limpos e porosos daqueles argilosos e de má qualidade, dotados de grande volume de microporos, associados ao conteúdo argiloso. O bom resultado de ϕN em discriminar os grupos oriundos do agrupamento com três grupos (Tabela 5.2) está relacionado ao fato da inclusão dos reservatórios cimentados (RC) no grupo dos reservatórios argilosos (RA). Nesse sentido, a inclusão de litologias limpas e sem volume poroso (cimentadas) diminui a média do volume poroso da eletrofácies RC, o que possibilita a diferenciação da mesma pelo perfil de ϕN em relação a RR.

O perfil de ρ_B não diferencia a eletrofácies RA da eletrofácies RNR (Tabela 5.2). De fato, todos os gráficos de dispersão entre ρ_B e as outras variáveis empregadas neste estudo mostram que estas litologias se situam em intervalos próximos de valores de ρ_B (Capítulo 4) (Figuras 4.11, 4.13 e 4.15). Portanto, isto explica a ineficácia desta variável para distinguir entre esses dois grupos de litologias, se interpretada isoladamente. O fato de ρ_B discriminar RA de RNR no agrupamento com três grupos (Tabela 5.2) está relacionado à inclusão dos reservatórios cimentados (RC) no grupo dos reservatórios argilosos (RA), causando um aumento da densidade média desse grupo e diferenciando-o de RNR em relação esse atributo.

Para as eletrofácies oriundas das análises qualitativas (quatro grupos), a Análise Discriminante (Tabela 5.2) indica um percentual de acerto de 97,2% para as 144 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo. Ou seja, das 144 alocações dos dados dos perfis nas classes litológicas definidas pela Tabela 5.2, por meio de métodos qualitativos, 140 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação estatística da Análise Discriminante.

Em relação às eletrofácies caracterizadas por meio da Análise de Agrupamentos com quatro grupos, a Análise Discriminante indica um percentual de acerto de 88,2% para as 144 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo. Ou seja, das 144 alocações dos dados dos perfis, realizadas por meio da Análise de Agrupamentos em quatro grupos, cerca de 100 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação estatística da Análise Discriminante.

Para as eletrofácies definidas por meio da Análise de Agrupamentos com três grupos, a Análise Discriminante indica um percentual de acerto de 88,9% para as 144 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo. Ou seja, das 144 alocações dos dados dos perfis, realizadas por meio da Análise de Agrupamentos em três grupos, 128 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação estatística da Análise Discriminante.

Segundo a avaliação da Análise Discriminante, o melhor conjunto de eletrofácies é o de quatro grupos, oriundo de análises qualitativas, o qual mostra que 97,2% das observações (dados de perfis) estão alocadas nas eletrofácies corretas. O segundo melhor conjunto de eletrofácies é o de três grupos, oriundo da Análise de Agrupamentos, o qual mostra que 88,9% das observações estão alocadas nas eletrofácies corretas. Em terceiro lugar vem o agrupamento em quatro grupos, o qual foi gerado pela Análise de Agrupamentos com quatro grupos e que mostra que 88,2% das observações estão alocadas nas eletrofácies corretas.

5.2 Resultados do Poço 3-NA01A-RJS

Em relação ao poço 3-NA01A-RJS, desenvolveu-se a mesma sequência de análises qualitativas e quantitativas mostradas para o poço 3-NA02-RJS. Porém, como mencionado anteriormente, neste poço, as análises qualitativas foram realizadas em menor nível de detalhe, visto que a abordagem detalhada foi mostrada na seção anterior.

Os agrupamentos de litologias (eletrofácies) referentes aos testemunhos do poço 3-NA01A-RJS e oriundos das etapas supramencionadas são mostrados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Resultados da caracterização de eletrofácies para o intervalo testemunhado do poço 3-NA01A-RJS.

Litologia	Análises Qualitativas (Três Grupos)	Análise de Agrupamentos (Três Grupos)	Análise de Agrupamentos (Quatro Grupos)	Análise de Agrupamentos (Dois Grupos)
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)	RR	RR	RR	RR
L3 (Diamictito Arenoso, Lamoso)	RNR	RNR	ARN/FLH/SLT	RNR
L12 (Siltito Argiloso, Estratificado)	RNR	RNR	ARN/FLH/SLT	RNR
L16 (Interlaminado de Siltito e Folhelho, Deformado)	RNR	RNR	RNR	RNR
L20 (Folhelho Siltico, com níveis de Marga Bioturbada)	RNR	RC/RCb	RC/RCb	RNR
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)	RA	RC/RCb	RC/RCb	RNR
L11 (Intercalações de Arenito e Folhelho)	RA	RNR	ARN/FLH/SLT	RNR
L22 (Intercalações de Siltito Argiloso com Arenito)	RA	RNR	ARN/FLH/SLT	RNR
L17 (Marga Bioturbada)	Não Inclusa	RC/RCb	RC/RCb	RNR
L21 (Arenito Cimentado)	Não Inclusa	RC/RCb	RC/RCb	RNR

5.2.1 Avaliação dos Agrupamentos

Na Tabela 5.3, observa-se a caracterização das eletrofácies RR (rochas reservatório), RA (reservatórios argilosos), RC/RCb (mistura de rochas siliciclásticas cimentadas e rochas carbonáticas), ARN/FLH/SLT (mistura de arenitos, folhelhos e siltitos) e RNR (rochas não-reservatório), para as litologias descritas nos testemunhos do poço 3-NA01A-RJS, as quais foram definidas por meio de análises qualitativas e da Análise de Agrupamentos em dois

passos, com a geração de quatro, três e dois grupos. As descrições detalhadas das litologias incluídas em cada eletrofácies são mostrada no Anexo 2.

Os próximos parágrafos incluem as análises desses agrupamentos, com ênfase nas diferenças entre os mesmos e na interpretação do significado litológico embutido nessas diferenças.

Os agrupamentos oriundos das análises qualitativas mostram três grupos de eletrofácies (RR, RNR e RA), os quais foram caracterizados por meio da análise de histogramas e de gráficos de dispersão entre as variáveis (Rg, ρB , ϕN e Dt).

A interpretação dos agrupamentos, no sentido de se caracterizar as eletrofácies, apresentou certas dificuldades devido ao caráter disperso das nuvens de pontos mostradas nos gráficos de dispersão entre as variáveis de perfis.

Os agrupamentos identificados nesta etapa não se apresentaram bem definidos como aqueles analisados para o poço 3-NA02-RJS. Nesse sentido, apenas a litologia 8 mostrou bons resultados em termos de agrupamento, quando analisada pelo cruzamento de ρB com as outras variáveis (Figuras 4.24 e 4.25). Esta, portanto, define com precisão a eletrofácies referente às Rochas Reservatório (RR) dentre a seqüência de litologias analisadas.

Porém, as descrições macroscópicas serviram como base para a identificação dos outros dois grupos, os quais podem ser identificados apenas pelo cruzamento de ρB com as outras variáveis (Figura 4.24).

De qualquer forma, à exceção de RR, acredita-se que esses agrupamentos (Tabela 5.3) não podem ser considerados de boa qualidade apenas por critérios qualitativos, devido ao alto grau de dispersão das litologias definidas para cada grupo.

Como pode ser observado na Tabela 5.3, as litologias 17 (3 amostras) e 21 (4 amostras) não foram incluídas nesta análise por apresentarem poucas amostras, as quais não se incluíram em nenhum dos agrupamento identificados pelos gráficos de dispersão analisados (Capítulo 4) (Figuras 4.24 e 4.25).

Em relação às eletrofácies oriundas da Análise de Agrupamentos com três grupos, esta apresenta algumas semelhanças em relação à classificação com três grupos descrita anteriormente, por meio de análises qualitativas.

Nesse sentido, observa-se que a litologia 8, novamente se agrupa em um único grupo, o qual representa o principal reservatório da seção litológica analisada e constitui a eletrofácies referente às rochas reservatório (RR) (Tabela 5.3).

O grupo que outrora incluía as litologias 3, 12, 16 e 20 (Tabela 5.3), representante das rochas não-reservatório (RNR), desta vez, mantém as litologias 3, 12 e 16, exclui a litologia 20 e inclui as litologias 11 e 22.

O grupo que incluía as litologias 10, 11 e 22 (Tabela 5.3), outrora descrito como Reservatórios Argilosos (RA), neste agrupamento, representa uma Mistura de Rochas Siliciclásticas Cimentadas e Rochas Carbonáticas (RC/RCb), o qual mantém a litologia 10, exclui as litologias 11 e 22 e inclui a litologia 20, além de incluir as litologias 17 e 21, as quais não foram consideradas na análise qualitativa (Tabela 5.3) por apresentarem poucas amostras em perfis e por não se encaixarem em nenhum dos grupos instituídos por aquela análise.

Para o agrupamento com quatro grupos, mostrado na Tabela 5.3, observam-se poucas mudanças em relação ao resultado anterior (três grupos). Nesse sentido, percebe-se que a litologia 16 se agrupa para instituir um grupo, o qual contém apenas esta litologia. Dentre as litologias analisadas nos testemunhos do poço 3-NA01A-RJS, a litologia 16, a qual se constitui de um interlaminado de siltito e folhelho, é a mais típica representante das rochas não-reservatório. Portanto, neste agrupamento em quatro grupos, esta passa a representar a eletrofácies referente às Rochas Não-reservatório (RNR).

Em relação à litologia 8, observa-se novamente que esta se agrupa isoladamente para constituir um único grupo, o qual corresponde à eletrofácies referente às Rochas Reservatório (RR), repetindo o resultado da interpretação qualitativa e do agrupamento em três grupos (Tabela 5.3).

Neste agrupamento em quatro grupos, as litologias 3, 11, 12 e 22 passam a representar a eletrofácies relacionada a uma Mistura de Arenitos, Folhelhos e Siltitos (ARN/FLH/SLT), com volume poroso associado (relacionado aos níveis de areia), porém, insuficiente para serem classificadas como rochas reservatório.

As litologias 10, 17, 20 e 21, como no agrupamento em três grupos (Tabela 5.3), representam a eletrofácies referente à Mistura de Rochas Siliciclásticas Cimentadas e Rochas Carbonáticas (RC/RCb).

Como observado nas outras Análise de Agrupamentos, a classificação em dois grupos (Tabela 5.3), mostra o agrupamento da litologia 8 em um único grupo, o qual representa o principal reservatório da seção litológica analisada e constitui a eletrofácies referente às Rochas Reservatório (RR). As outras litologias se agrupam para constituir o segundo grupo, os quais passam a representar as Rochas Não-reservatório (RR).

5.2.2 Avaliação Quantitativa das Eletrofácies

Nesta seção, são realizados alguns testes estatísticos, dentre eles a Análise de Variância, o Teste de Médias e a Análise Discriminante, no sentido de avaliar quantitativamente os agrupamentos apresentados na Tabela 5.3, os quais são oriundos da Análise de Agrupamentos em dois passos e de Análises Qualitativas.

A Tabela 5.4 mostra os resultados das avaliações quantitativas realizadas sobre os agrupamentos propostos para as litologias descritas nos testemunhos do poço 3-NA01A-RJS.

Tabela 5.4 – Resultados das análises quantitativas das eletrofácies do poço 3-NA01A-RJS.

Agrupamentos	ANOVA	Teste de Médias	Análise Discriminante
Análises Qualitativas (Três Grupos)	Todos Diferentes	Dt → 2 = 3	88,8%
		Rg → 2 = 3	
		$\phi N \rightarrow 1 = 2 \text{ e } 2 = 3$	
		$\rho B \rightarrow$ Todos Diferentes	
Análise de Agrupamentos (Três Grupos)	Todos Diferentes	Dt → 1 = 3	89,2%
		Rg → 2 = 3	
		$\phi N \rightarrow$ Todos Diferentes	
		$\rho B \rightarrow$ Todos Diferentes	
Análise de Agrupamentos (Quatro Grupos)	Todos Diferentes	Dt → 1 = 2	89,2%
		Rg → 1 = 3	
		$\phi N \rightarrow 1 = 2$	
		$\rho B \rightarrow 2 = 4$	
Análise de Agrupamentos (Dois Grupos)	Todos Diferentes	Não Realizado	98,2%

A Análise de Variância (ANOVA) mostra que as variáveis quantitativas (Rg, ρB , ϕN e Dt) empregadas neste estudo, quando analisadas em conjunto, indicam haver diferenças entre os grupos referentes a cada um dos agrupamentos mostrados na Tabela 5.4. Em outras palavras,

este teste indica que as eletrofácies estabelecidas nesses agrupamentos são diferentes entre si e que cada uma delas representa um grupo litológico cujas características em perfis as diferenciam dos demais grupos.

Como pode ser observado na Tabela 5.4, todas eletrofácies mostram-se diferentes entre si em relação a este teste e, portanto, todas são consideradas bem constituídas, em relação à Análise de Variância.

Em relação ao Teste de Médias, à seguir, são apresentados os comentários dos resultados desses testes para os agrupamentos em três e quatro grupos, mostrados na Tabela 5.4. Vale lembrar que este teste não se aplica aos agrupamentos com menos que três grupos, visto que o mesmo compara os grupos dois a dois.

Para o agrupamento oriundo das análises qualitativas (três grupos) da Tabela 5.4, o teste de médias mostra que as variáveis Dt e Rg não diferenciam as Rochas não-reservatório (RNR) das Rochas Reservatório Argilosas (RA) (Tabela 5.3). Nesse sentido, observa-se que as análises qualitativas realizadas por meio de gráficos de dispersão entre Rg e as outras variáveis utilizadas neste estudo mostram grande semelhança entre as litologias pertencentes às eletrofácies RNR e RA, as quais apresentam grande volume de argila em seus arcabouços. Em relação à Dt, em se tratando de um perfil de porosidade, este indica não haver qualquer volume poroso relacionado aos níveis de arenito, associados às litologias que constituem a eletrofácies RA (litologias 10, 11 e 22) e portanto, este não faz distinção entre essas eletrofácies. Dessa forma, observa-se que os perfis Rg e Dt não se mostram adequados para discriminar esses grupos de litologias.

O perfil de ϕ_N , nesta análise, diferencia apenas a eletrofácies RR da RA. O perfil de ϕ_N é indicado para avaliar porosidade, principalmente se associado ao perfil de ρ_B . Se interpretado isoladamente dos outros perfis, este se mostra inadequado para discriminar os reservatórios limpos e de boa qualidade daqueles argilosos e de má qualidade, dotados de grande volume de microporos, associados ao conteúdo argiloso.

O perfil de ρ_B mostra desigualdade entre todas as eletrofácies oriundas da análise qualitativa (Tabela 5.3). De fato, todos os gráficos de dispersão entre ρ_B e as outras variáveis empregadas neste estudo mostram uma boa discriminação para as três eletrofácies caracterizadas para o intervalo testemunhado do poço 3-NA01A-RJS.

Em resumo, observa-se que o Teste de Médias realizado sobre os resultados do agrupamento com três grupos, oriundo de análise qualitativa, mostra um desempenho ruim para as variáveis Dt e Rg (Tabela 5.3), as quais distinguem apenas a eletrofácies RR das demais, sugerindo haver apenas dois grupos de eletrofácies no contexto litológico analisado. O mesmo ocorre em relação a ϕN , o qual diferencia a eletrofácies RR da RA e da RNR, sugerindo que RA é igual a RNR, indicando, também, a existência de apenas duas eletrofácies dentro do contexto litológico. Apenas em relação a ρB , observam-se diferenças em relação aos três grupos de eletrofácies identificados pela análise qualitativa.

Em relação aos agrupamentos oriundo da Análise de Agrupamentos em três grupos da Tabela 5.4, observa-se que as variáveis ϕN e ρB diferenciam completamente os três grupos.

A variável Dt não diferencia as Rochas Reservatório (RR) da eletrofácies relacionada à Mistura de Rochas Siliciclásticas Cimentadas e Rochas Carbonáticas (RC/RCb), da Tabela 5.4. A análise dos gráficos de dispersão do cruzamento de Dt com as outras variáveis (Figuras 4.24 e 4.25) mostra que toda a nuvem de pontos referente ao intervalo testemunhado localiza-se entre os valores 70 e 100 $\mu s/pé$ de intervalo de tempo de trânsito. Essa estreita faixa de valores dificulta a separação das litologias em grupos, fato que justifica o fraco desempenho de Dt em discriminar litologias neste poço.

Em relação à variável Rg, esta não diferencia as Rochas Reservatório (RR) das não-reservatório (RNR), o que levanta algumas suspeitas em relação ao desempenho desta variável, pelo fato da mesma não discriminar as rochas reservatório das tipicamente não-reservatório. Porém, os gráficos de dispersão referentes ao cruzamento da variável Rg com as outras variáveis (Figuras 4.24 e 4.25), mostram que a litologia 8 apresenta altos valores de radioatividade natural, provavelmente devido à presença de feldspatos alcalinos em seu arcabouço. Este fato justifica a não diferenciação entre esses dois grupos de litologias (grupos 1 e 2) pela variável Rg, visto que ambos se situam em faixas similares de valores de radioatividade natural.

Em relação à Dt, esta indica que as Rochas Reservatório (RR) e a eletrofácies relacionada à Mistura de Arenitos, Folhelhos e Siltitos (ARN/FLH/SLT) não se diferenciam entre si. Estas, portanto, não são discriminados pela variável Dt. Nesse sentido, observa-se que as análises realizadas anteriormente mostram baixa capacidade de discriminação litológica para o perfil Dt, quando as litologias analisadas envolvem algum volume poroso.

A variável Rg não diferencia as Rochas Reservatório (RR) da eletrofácies que representa a Mistura de Rochas Siliciclásticas Cimentadas e Rochas Carbonáticas (RC/RCb). Como observado anteriormente, os gráficos de dispersão referentes ao cruzamento da variável Rg com as outras variáveis (Figuras 4.24 e 4.25), mostram que a litologia 8 apresenta altos valores de radioatividade natural, provavelmente devido à presença de feldspatos alcalinos em seu arcabouço. Este fato justifica a não diferenciação entre esses dois grupos de litologias pela variável Rg, visto que ambos se situam em faixas similares de valores de radioatividade natural.

Em relação à ϕN , esta não diferencia a eletrofácies RR da eletrofácies ARN/FLH/SLT. Como observado anteriormente, o perfil de ϕN se mostra inadequado para discriminar os reservatórios limpos e de boa qualidade daqueles argilosos e de má qualidade, dotados de grande volume de microporos, associados ao conteúdo argiloso.

Em relação à ρB , este não diferencia a eletrofácies ARN/FLH/SLT da eletrofácies RC/RCb pelo fato de as litologias que as constituem se localizarem dentro de uma faixa estreita de valores de densidade (entre 2,35 e 2,50 g/cm³) (Figura 4.24).

Em relação ao desempenho das variáveis mostrado pelo Teste de Médias (Tabela 5.4), para as quatro classificações mostradas na Tabela 5.3, observa-se que:

A variável Dt, de uma maneira geral, não diferencia as rochas porosas, com características de reservatório, das litologias essencialmente não porosas e argilosas. Nesse sentido vale observar que a mesma não diferencia as eletrofácies RR e RA das eletrofácies RC/RCb e ARN/FLH/SLT (Tabela 5.3) (Tabela 5.4). Dessa forma, conclui-se que a variável Dt, se empregada isoladamente, mostra-se inadequada para distinguir os reservatórios limpos ou argilosos das litologias argilosas e não porosas.

Em relação a Rg, os gráficos de dispersão referentes ao cruzamento desta variável com as demais (Figuras 4.24 e 4.25) mostram que a litologia 8 apresenta altos valores de radioatividade natural, provavelmente devido à presença de feldspatos alcalinos em seu arcabouço. Este fato justifica a não diferenciação entre RR (litologia 8) e RNR (litologia 16), para o agrupamentos com quatro grupos (Tabela 5.4), pela variável Rg, visto que ambos se situam em faixas similares de valores de radioatividade natural. Nos outros agrupamentos, Rg mostra um bom desempenho para discriminar as litologias.

Como mostra a Tabela 5.4, o perfil de ϕN não diferencia a eletrofácies RR da eletrofácies RNR para o agrupamento com três grupos (análises qualitativas) e da eletrofácies

ARN/FLH/SLT para o agrupamento com quatro grupos (Análise de Agrupamentos). Este também não diferencia a eletrofácies RNR da eletrofácies RA para o agrupamento com três grupos (análises qualitativas). Esta resposta está, novamente, relacionada ao fato de que o perfil ϕN contabiliza a microporosidade associada aos argilominerais na comparação entre rochas porosas (reservatórios) e rochas não porosas (não-reservatórios). Por este motivo, o mesmo os classifica como iguais em relação ao atributo porosidade. Dessa forma, conclui-se que o perfil ϕN , se interpretado isoladamente dos outros perfis, se mostra inadequado para discriminar os reservatórios limpos e porosos daqueles argilosos e de má qualidade, dotados de grande volume de microporos, associados ao conteúdo argiloso.

O perfil de ρB não diferencia apenas a eletrofácies RA da eletrofácies ARN/FLH/SLT da eletrofácies RC/RCb (Tabela 5.4) pelo fato de que as litologias que incluem essas eletrofácies se situam na mesma faixa de valores de densidade.

Em suma, observa-se um mau desempenho das variáveis em discriminar as litologias deste poço. Este resultado já era esperado, uma vez que durante a análise dos agrupamentos ficou evidente que a litologia 8 é a única bem definida em termos de eletrofácies. As outras se mostram bastante dispersas em relação aos grupos a que estas foram alocadas. Este resultado corrobora a indicação da existência de apenas dois grupos de eletrofácies dentre as litologias analisadas, sendo um deles o RR, o qual inclui apenas a litologia 8 e o outro, o RNR, o qual inclui as demais litologias.

Das variáveis acima descritas, o melhor desempenho está relacionado à variável ρB , a qual discrimina perfeitamente a eletrofácies RR das demais em todos os agrupamentos observados.

Em relação aos grupos, o pior desempenho das variáveis está relacionado ao agrupamento com quatro grupos, onde todas elas deixam de distinguir algum dos grupos de eletrofácies estabelecido pela Análise de Agrupamentos.

Para as eletrofácies oriundas das Análises Qualitativas (três grupos), a Análise Discriminante (Tabela 5.4) indica um percentual de acerto de 88,8% para as 167 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo. Ou seja, das 167 alocações dos dados dos perfis nas classes litológicas definidas pela Tabela 5.4, por meio de métodos qualitativos, 148 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação estatística da Análise Discriminante.

Para as eletrofácies definidas por meio da Análise de Agrupamentos com três grupos, a Análise Discriminante indica um percentual de acerto de 89,2% para as 167 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo. Ou seja, das 167 alocações dos dados dos perfis, realizadas por meio da Análise de Agrupamentos em três grupos, 149 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação da Análise Discriminante.

Em relação às eletrofácies caracterizadas por meio da Análise de Agrupamentos com quatro grupos, a Análise Discriminante indica novamente um percentual de acerto de 89,2% para as 167 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo. Ou seja, das 167 alocações dos dados dos perfis, realizadas por meio da Análise de Agrupamentos em quatro grupos, 149 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação da Análise Discriminante.

Para as eletrofácies definidas por meio da Análise de Agrupamentos com dois grupos, a Análise Discriminante indica um percentual de acerto de 98,2% para as 167 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo. Ou seja, das 167 alocações dos dados dos perfis, realizadas por meio da Análise de Agrupamentos em três grupos, 164 foram alocadas corretamente, ou seja, apenas 3 amostras foram alocadas erroneamente, segundo a avaliação da Análise Discriminante.

Os resultados acima indicam que o melhor conjunto de eletrofácies é o de dois grupos, oriundo da Análise de Agrupamentos com dois grupos, o qual mostra que 98,2% das observações estão alocadas nas eletrofácies corretas.

As eletrofácies oriundas das Análises de Agrupamentos com três e quatro grupos representam o segundo melhor conjunto de eletrofácies, segundo a Análise Discriminante, as quais mostram que 89,2% das observações estão alocadas nas eletrofácies corretas.

Em terceiro lugar vem o agrupamento com três grupos, resultante de análises qualitativas, cuja Análise Discriminante (Tabela 5.4) mostra que 88,8% das observações estão alocadas nas eletrofácies corretas.

5.3 Resultados do Poço 4-RJS-42

Em relação ao poço 4-RJS-42, desenvolveu-se a mesma seqüência de análises qualitativas e quantitativas mostradas para o poço 3-NA02-RJS. Porém, como mencionado anteriormente, neste poço, assim como no 3-NA01A-RJS, as análises qualitativas foram realizadas em menor nível de detalhe, visto que a abordagem detalhada foi mostrada na seção anterior.

Os agrupamentos de litologias (eletrofácies) referentes aos testemunhos do poço 4-RJS-42 e oriundos das etapas supramencionadas são mostrados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Resultados das caracterizações de eletrofácies para o poço 4-RJS-42.

Litologias em Testemunho	Análises Qualitativas (Três Grupos)	Análise de Agrupamentos (Três Grupos)	Análise de Agrupamentos (Dois Grupos)
L6 (Arenito Grosso, Amalgamado)	RR	RR I	RR I
L8 (Arenito Médio, Gradado ou Maciço)		RR II	RA
L10 (Interestratificados de Arenito e Folhelho)	RA	RA	
L11 (Arenito/Folhelho, finamente estratificado)			
L9 (Areniito Cimentado)	RC		

5.3.1 Avaliação dos Agrupamentos

Na Tabela 5.5, observam-se os resultados da caracterização das eletrofácies RR (Rochas Reservatório), RR I e RR II (Rochas Reservatório I e II), RA (Reservatórios Argilosos) e RC (Reservatórios Cimentados), por meio de análises qualitativas e da Análise de Agrupamentos com três e dois grupos.

Os agrupamentos oriundos das análises qualitativas mostram três grupos de eletrofácies (RR, RA e RC), os quais foram caracterizados por meio da análise de histogramas e de gráficos de dispersão entre as variáveis (R_g , ρ_B , ϕ_N e D_t).

Os gráficos de dispersão analisados para as amostras de perfis, referentes aos intervalos testemunhados (Figuras 4.28 e 4.29), mostram que não há uma boa compatibilidade entre as

descrições litológicas oriundas dos testemunhos e os agrupamentos dos dados de perfis analisados para este poço. Este resultado possibilita que se observem dois aspectos importantes em relação à amostragem do poço 4-RJS-42.

O primeiro deles diz respeito ao ajuste entre a profundidade de amostragem e a profundidade dos perfis, o qual se mostra duvidoso, devido ao alto grau de dispersão existente nos grupos identificados nos gráficos (Figuras 4.28 e 4.29), em relação às litologias descritas nos testemunhos. Esta observação não é válida para as litologias 6 e 8, as quais se encontram bem agrupadas em relação aos dados dos perfis, amostrados frente ao intervalo de ocorrência das mesmas.

O segundo diz respeito às litologias presentes nos testemunhos. Sobre este assunto, observa-se que a amostragem em testemunhos não é bem representativa das litologias existentes no intervalo litológico correspondente ao poço 4-RJS-42 como um todo. Nesse sentido, observa-se a existência de outros agrupamentos muito bem definidos nos gráficos da direita das Figuras 4.28 e 4.29 (pontilhados em verde) os quais não incluem nenhuma das litologias descritas em testemunho. Provavelmente, estes agrupamentos estão relacionados a outras eletrofácies, as quais só podem ser identificadas por meio da interpretação de perfis.

Em relação às eletrofácies oriundas da Análise de Agrupamentos com três grupos, a Tabela 5.5 mostra que as litologias 6 (RR I) e 8 (RR II) constituem grupos diferentes de eletrofácies, as quais se referem às rochas reservatório. As litologias 9, 10 e 11 se agrupam para constituir a eletrofácies referente às rochas reservatório argilosas. Esta classificação sugere não haver rochas cimentadas na sequência de rochas descritas na Tabela 5.5.

A classificação em dois grupos (Tabela 5.5), mostra o agrupamento da litologia 6 em um único grupo, o qual representa o principal reservatório da seção litológica analisada e constitui a eletrofácies referente às rochas reservatório (RR I).

As outras litologias se agrupam integralmente para constituir o segundo grupo, representante das rochas reservatório argilosas (RA).

5.3.2 Avaliação Quantitativa das Eletrofácies

Nesta seção, são realizados alguns testes estatísticos, dentre eles a Análise de Variância, o Teste de Médias e a Análise Discriminante, no sentido de avaliar quantitativamente os agrupamentos apresentados na Tabela 5.5, os quais são oriundos da Análise de Agrupamentos em dois passos e de Análises Qualitativas.

A Tabela 5.6 mostra os resultados das avaliações quantitativas realizadas sobre os agrupamentos propostos para as litologias descritas nos testemunhos do poço 4-RJS-42.

Tabela 5.6 – Resultados das análises quantitativas das eletrofácies do poço 4-RJS-42.

Agrupamentos	ANOVA	Teste de Médias	Análise Discriminante
Análises Qualitativas (Três Grupos)	Todos Diferentes	Dt → 2 = 3	68,1%
		Rg → 1 = 3	
		ϕ N → 1 = 3	
		ρ B → 1 = 3	
Análise de Agrupamentos (Três Grupos)	Todos Diferentes	Dt → 2 = 3	73,9%
		Rg → 2 = 3	
		ϕ N → 2 = 3	
		ρ B → 2 = 3	
Análise de Agrupamentos (Dois Grupos)	Todos Diferentes	Não Realizado	79,7%

A Análise de Variância (ANOVA) mostra que as variáveis quantitativas (Rg, ρ B, ϕ N e Dt) empregadas neste estudo, quando analisadas em conjunto, indicam haver diferenças entre os grupos referentes a cada um dos agrupamentos mostrados na Tabela 5.6. Em outras palavras, este teste indica que as eletrofácies estabelecidas nesses agrupamentos são diferentes entre si e que cada uma delas representa um grupo litológico cujas características em perfis as diferenciam dos demais grupos.

Como pode ser observado na Tabela 5.6, todas eletrofácies mostram-se diferentes entre si em relação a este teste e, portanto, todas são consideradas bem constituídas, em relação à Análise de Variância.

Em relação ao Teste de Médias, a seguir, são apresentados os comentários sobre os resultados desses testes para os agrupamentos em três grupos, oriundos das análises qualitativas e da Análise de Agrupamentos com três grupos, mostrados na Tabela 5.6.

O Teste de Médias (Tabela 5.6) referente ao agrupamento oriundo das análises qualitativas (três grupos) da Tabela 5.5, mostra diversas características, as quais são comentadas a seguir.

Em relação à variável Dt, observa-se que esta não diferencia as Rochas Reservatório Argilosas (RA) das Rochas Cimentadas (RC), da Tabela 5.5. Nesse sentido, percebe-se que essas duas eletrofácies incluem rochas portadoras de algum volume poroso. Dessa forma, conclui-se que o perfil Dt, se empregado isoladamente, mostra-se inadequado para distinguir os reservatórios argilosos daqueles cimentados e menos porosos.

Os perfis Rg, ϕN e ρB não diferenciam as Rochas Reservatório (RR) das Rochas Cimentadas (RC).

Em relação a Rg, a não discriminação entre esses dois grupos de eletrofácies (RR e RC) indica que ambos apresentam-se limpos em relação à presença de argilominerais. Macroscopicamente, essas litologias são descritas como arenitos limpos, sendo que a única característica que os distingue é a presença de cimento (litologia 9). Portanto, este resultado é considerado previsível para a variável Rg.

Em relação a ϕN , nos gráficos de dispersão das Figuras 4.28 e 4.29, observa-se que a litologia 9 apresenta-se na mesma faixa de porosidade que a litologia 8 (entre 50 e 60%), fato que contribui para que essas litologias não sejam distintas entre si, quando analisadas pelo perfil ϕN .

Em relação a ρB , os cruzamentos desta variável com as outras utilizadas neste estudo (Figura 4.28) mostram que este perfil não discrimina bem as classes litológicas visto que todas se localizam em uma faixa estreita de valores de densidade (entre 2,25 e 2,40 g/cm³).

Os resultados dos perfis Rg, ϕN e ρB , em relação ao Teste de Médias, indicam não haver diferença entre as litologias 6 e 8, descritas como rochas reservatório (RR) e a litologia 9, descrita como reservatório cimentado (RC). Esta indicação é reforçada pelo resultado de Dt, o

qual mostra que não há distinção entre RA e RC, sugerindo que a litologia 9 (RC) é portadora de volume poroso e portanto, pertencente à litofácies RR.

O Teste de Médias (Tabela 5.6), referente ao agrupamento oriundo da Análise de Agrupamentos com três grupos (Tabela 5.5), mostra a mesma característica para todas as variáveis, indicando não haver diferença, apenas, entre as eletrofácies RR II (litologia 8) e RA (litologias 9,10 e 11). Este resultado reforça a indicação de que a amostragem em perfis realizada para a litologia 9, na verdade, corresponde à litologia 8, visto que, em relação ao agrupamento anterior, havia a indicação de que os grupos RR (litologias 6 e 8) e RC (litologia 9) eram iguais e, neste agrupamento, a igualdade indicada se refere aos grupos RR II (litologia 8) e RA (litologias 9, 10 e 11). Ou seja, as litologias 8 e 9 representam a mesma rocha, a qual é descrita no Anexo 2 como um Arenito Médio, gradado ou maciço, de composição arcoseana, bem selecionado, às vezes com gradação calda grossa ou incipiente e que, neste poço, constitui o melhor reservatório dentre as rochas descritas como tal (6 e 8). O fato de a litologia 8 se agrupar com as rochas reservatório argilosas provavelmente se refere à sua composição arcoseana, a qual induz o perfil de Rg a interpretá-la como uma litologia argilosa. Provavelmente, esta difere da litologia 6 em termos de composição mineralógica, e por isso se separa da mesma na Análise de Agrupamentos com três grupos.

Esses resultados indicam que possivelmente os grupos 1 e 3 apresentem-se bastante semelhantes entre si, quando analisados por meio dos perfis Rg, ϕN e ρB . Provavelmente, a litologia 9 não está bem caracterizada em termos de amostras em perfis. As amostras desta litologia disponíveis para este estudo, possivelmente são da litologia 8 (como observado no poço 3-NA02-RJS), indicando que o ajuste de profundidades entre testemunhos e perfis pode não estar correto para algumas litologias dos testemunhos do poço 4-RJS-42.

Em relação à Análise Discriminante, para as eletrofácies oriundas das Análises Qualitativas (três grupos), esta indica um percentual de acerto de 68,1% para as 138 observações (dados de perfis) envolvidas no estudo. Ou seja, das 138 alocações dos dados dos perfis nas classes litológicas definidas pela Tabela 5.6, por meio de métodos qualitativos, 94 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação estatística da Análise Discriminante.

Para as eletrofácies definidas por meio da Análise de Agrupamentos com três grupos, a Análise Discriminante indica um percentual de acerto de 73,9% para as 138 observações

envolvidas no estudo. Ou seja, das 138 alocações dos dados dos perfis, realizadas por meio da Análise de Agrupamentos em três grupos, 102 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação da Análise Discriminante.

Para as eletrofácies definidas por meio da Análise de Agrupamentos com dois grupos, a Análise Discriminante indica um percentual de acerto de 79,7% para as 138 observações envolvidas no estudo. Ou seja, das 138 alocações dos dados dos perfis, realizadas por meio da Análise de Agrupamentos em três grupos, 110 foram alocadas corretamente, segundo a avaliação da Análise Discriminante.

Os resultados acima indicam que o melhor conjunto de eletrofácies é o de dois grupos, oriundo da Análise de Agrupamentos com dois grupos, o qual mostra que 79,7% das observações estão alocadas nas eletrofácies corretas.

A eletrofácies oriunda da Análise de Agrupamentos com três grupos representa o segundo melhor conjunto de eletrofácies, segundo a Análise Discriminante, a qual mostra que 73,9% das observações estão alocadas nas eletrofácies corretas.

Em terceiro lugar vem o agrupamento com três grupos, resultante de análises qualitativas, cuja Análise Discriminante (Tabela 5.5) mostra que 68,1% das observações estão alocadas nas eletrofácies corretas.

5.4 Análise Conjunta dos Resultados em Relação aos Poços 3-NA02-RJS, 3-NA01A-RJS e 4-RJS-42

Esta seção inclui a discussão conjunta dos resultados referentes ao estudo de caso mostrado no Capítulo 4.

Primeiramente, analisam-se os resultados referentes aos agrupamentos (eletrofácies) obtidos por meio de análises qualitativas e da Análise de Agrupamentos em dois passos, para os poços 3-NA02-RJS, 3-NA01A-RJS e 4-RJS-42.

Posteriormente, analisam-se os resultados quantitativos referentes às eletrofácies, por meio da Análise de Variância, do Teste de Médias e da Análise Discriminante.

Em relação aos testes estatísticos aplicados neste estudo, faz-se necessário acrescentar alguns comentários, antes da análise integrada dos resultados.

A Análise de Agrupamentos em dois passos constitui um método o qual visa classificar um conjunto de observações multivariadas, em grupos distintos e homogêneos entre si (Davis, 2002). A classificação se baseia na projeção das nuvens de observações, de caráter n -dimensional, em planos, sendo que as partições em grupos são realizadas levando-se em conta as distâncias entre as observações e os limites entre grupos representa as regiões menos povoadas desses planos (Sneath e Sokal; 1973; Gordon, 1999, apud Davis, 2002).

De outra forma, a Análise Discriminante não constitui uma ferramenta classificatória (Davis, 2002) e sim, como o próprio termo sugere, trata-se de um procedimento que busca estabelecer as diferenças entre os grupos, no sentido de avaliar se as alocações direcionadas para esses grupos estão corretas ou não. Para tanto, a Análise Discriminante procura avaliar se as observações (perfis) estão corretamente correlacionadas às classes de eletrofácies estabelecidas por meio da correlação entre rocha e perfil ou da Análise de Agrupamentos, baseando-se na melhor discriminação entre as mesmas. Nesse sentido, o procedimento gera uma função discriminante, com base em combinações lineares entre as observações, e as reclassifica por meio dessa função. Posteriormente, verifica-se a proporção de casos em que a variável de grupo original é igual ao grupo no qual a observação foi alocada por meio da função discriminante. Portanto, torna-se explícito o maior valor estatístico da Análise Discriminante em relação às outras técnicas estatísticas empregadas neste estudo, no sentido de avaliar os agrupamentos aqui estabelecidos.

As ferramentas estatísticas de Análise de Variância e de Teste de Médias são voltadas para avaliar o desempenho das variáveis quantitativas (R_g , ρ_B , ϕ_N e D_t) em relação à detecção das diferenças existentes entre os grupos de eletrofácies. A eficácia dessas ferramentas está bastante vinculada ao caráter normal das distribuições de frequências das populações analisadas. Nesse sentido, vale lembrar que as distribuições de frequências dessas variáveis são distintas entre si e apenas se aproximam da normalidade (Figuras 4.5 a 4.8; Figura 4.23 e Figura 4.27), fato que pode justificar as dificuldades desses testes para algumas amostras que apresentam distribuições multimodais e complexas.

5.4.1 Análise dos Agrupamentos

Em relação ao poço 3-NA02-RJS (Tabela 5.1), as três classificações parecem ser boas em termos de caracterização de eletrofácies. Porém, com base nas informações obtidas das descrições macroscópicas desses testemunhos, deduz-se que o agrupamento com quatro grupos, oriundo das análises qualitativas, é o melhor dentre os agrupamentos mostrados na Tabela 5.1. Nesse sentido, observa-se que, à exceção da litologia 9, este agrupamento inclui as litologias mais típicas de cada grupo, conforme as descrições macroscópicas das mesmas.

Em relação ao agrupamento com quatro grupos oriundos da Análise de Agrupamentos, este apresenta uma única incoerência, a qual está relacionada à inclusão da litologia 12 (Siltito Argiloso Estratificado) no grupo dos reservatórios argilosos (RA). Nesse sentido, observa-se que a litologia 12 não apresenta qualquer característica de rocha reservatório, quando analisada macroscopicamente (Figura 4.3). A inclusão da litologia 9 no grupo dos reservatórios argilosos (RA) parece confirmar a má caracterização desta litologia em relação aos atributos de perfis. As outras litologias repetem as alocações mostradas no agrupamento anterior.

O agrupamento em três grupos extingue a eletrofácies referente aos reservatórios cimentados e inclui a litologia 21 (Arenito Médio, Cimentado) no grupo dos reservatórios argilosos (RA). O mesmo acontece com a litologia 9 (Arenito Médio, Cimentado). Para o agrupamento com três grupos, o baixo número de amostras em perfil das litologias cimentadas (15 amostras no total) perde a representatividade perante as litologias com características de reservatórios argilosos (RA), visto que a Análise de Agrupamentos baseia-se nas distâncias entre as amostras multivariadas de perfis.

Em relação ao poço 3-NA01A-RJS (Tabela 5.3), a caracterização de eletrofácies referente às litologias identificadas macroscopicamente, nos testemunhos deste poço, mostra resultados conflitantes e de difícil interpretação em termos de agrupamentos litológicos. Nesse sentido, ressalta-se a necessidade de se mudar o nome das eletrofácies, estabelecidas para os agrupamentos com três e quatro grupos do poço 3-NA02-RJS (Tabela 5.1), devido às trocas das alocações das litologias deste poço para grupos bastante distintos entre si e confusos em termos de composição litológica.

A dificuldade de se dar nome aos grupos indica não haver boa compatibilidade entre as descrições litológicas oriundas dos testemunhos e os agrupamentos dos dados de perfis analisados para este poço. Da mesma forma, observa-se não haver muita semelhança entre as litologias deste poço e aquelas observadas no poço 3-NA02-RJS. Nesse sentido, observa-se que, à exceção da litologia 8, as demais litologias deste poço apresentam composição parcialmente carbonática, o que dificulta a comparação das mesmas com as dos outros dois poços, de composição 100% siliciclástica. Além disso, apenas neste poço (entre os três analisados) a litologia 8 não se apresenta impregnada por hidrocarbonetos, indicando que esses testemunhos foram amostrados na zona de água.

Um outro aspecto importante está relacionado ao ajuste entre profundidades de amostragem e profundidades dos perfis, o qual parece não estar devidamente adequado, visto que não há boa correlação entre os grupos identificados nos gráficos de dispersão (Figuras 4.24 e 4.25) e as litologias descritas nos testemunhos. Esta observação não é válida para a litologia 8, a qual se encontra muito bem agrupada em relação aos dados dos perfis, amostrados frente ao intervalo de ocorrência da mesma.

Em relação à representatividade das classes litológicas descritas nos testemunhos em comparação com as demais litologias presentes neste poço, percebe-se que a mesma é baixa. Nesse sentido, observam-se outros agrupamentos bem definidos nos gráficos da direita das Figuras 4.24 e 4.25 (pontilhados em verde), os quais não incluem nenhuma das litologias descritas em testemunho. Provavelmente, estes agrupamentos estão relacionados a outras eletrofácies as quais só podem ser identificadas por meio da interpretação de perfis.

Em suma, conclui-se que, dentre os agrupamentos mostrados na Tabela 4.3, o que apresenta dois grupos e que é oriundo da Análise de agrupamentos parece ser o melhor, pois separa a litologia 8, a qual se mostra muito bem caracterizada nos gráficos de dispersão e define com precisão a eletrofácies RR, das demais litologias. Os outros três agrupamentos mostram características conflitantes em termos litológicos, à exceção do fato de que todos separam a litologia 8 das demais.

Em relação ao poço 4-RJS-42, observa-se que as litologias amostradas em testemunhos são de composição 100% siliciclástica. As litologias 8 e 10 também estão presentes nos demais poços analisados. Neste poço, ocorre a presença da litologia 6, a qual se constitui de um arenito grosso, amalgamado, e assim como a litologia 8, apresenta-se impregnada de hidrocarbonetos.

Esta, portanto, constitui um outro reservatório do campo e se diferencia da litologia 8 por apresentar leituras de Rg um pouco mais baixas.

A litologia 9, assim como no poço 3-NA02-RJS, também apresenta característica da litologia 8, quando analisada por meio dos seus atributos de perfis. Provavelmente, esta não se encontra bem representada em relação às amostras de perfis e, mais uma vez, suas amostras estão relacionadas à litologia 8, visto que a mesma se agrupa com a litologia 8 nos gráficos de dispersão analisados (Figuras 4.28 e 4.29).

A litologia 11, assim como a litologia 10, apresenta características de rocha reservatório argilosa. Esta indicação é corroborada pela presença de hidrocarbonetos em seus poros.

Em relação aos agrupamentos, as análises qualitativas mostram haver três grupos de eletrofácies (RR, RA e RC), os quais foram caracterizados por meio da análise de histogramas e de gráficos de dispersão entre as variáveis (Rg, ρ_B , ϕ_N e Dt).

Os gráficos de dispersão analisados para as amostras de perfis, referentes aos intervalos testemunhados, mostram não haver uma boa compatibilidade entre as descrições litológicas oriundas dos testemunhos e os agrupamentos dos dados de perfis analisados para este poço, devido ao caráter disperso dos agrupamentos identificados nesses gráficos (Figuras 4.28 e 4.29). Esta característica revela um aspecto acerca das litologias presentes nos testemunhos deste poço. Sobre este assunto, percebe-se que a amostragem em testemunhos não é bem representativa das litologias existentes no intervalo litológico correspondente ao poço 4-RJS-42 como um todo. Nesse sentido, observam-se outros agrupamentos muito bem definidos nos gráficos da direita das Figuras 4.28 e 4.29 (pontilhados em verde), os quais não incluem nenhuma das litologias descritas em testemunho. Provavelmente, estes agrupamentos estão relacionados a outras eletrofácies, as quais só podem ser identificadas por meio da interpretação de perfis.

Em relação às eletrofácies oriundas da Análise de Agrupamentos com três grupos, a Tabela 5.5 mostra que as litologias 6 (RR I) e 8 (RR II) constituem grupos diferentes de eletrofácies, as quais se referem às rochas reservatório. As litologias 9, 10 e 11 se agrupam para constituir a eletrofácies referente às rochas reservatório argilosas. Esta classificação sugere não haver rochas cimentadas na sequência de rochas descritas na Tabela 5.5.

A classificação em dois grupos (Tabela 5.5), mostra o agrupamento da litologia 6 em um único grupo, o qual representa o principal reservatório da seção litológica analisada e constitui a eletrofácies referente às rochas reservatório (RR I). As outras litologias se agrupam integralmente para constituir o segundo grupo, representante das rochas reservatório argilosas (RA).

5.4.2 Análises Estatísticas

A Análise de Variância (ANOVA) mostra que as variáveis quantitativas (R_g , ρ_B , ϕ_N e D_t) empregadas neste estudo, quando analisadas em conjunto, indicam haver diferenças entre todos os grupos referentes a cada um dos agrupamentos mostrados nas Tabelas 5.1, 5.3 e 5.5. Nesse sentido, observa-se que a Análise de variância não se mostra adequada para avaliar a qualidade das eletrofácies, visto que esta apresenta resultados semelhantes para todas as análises.

Sobre o Teste de Médias, observam-se os seguintes aspectos em relação ao desempenho de cada variável em discriminar os grupos, quando comparados dois a dois:

A variável D_t , de uma maneira geral, apresenta um mau desempenho em discriminar litologias, principalmente na distinção entre reservatórios limpos e reservatórios argilosos. Esta demonstrou haver igualdade entre grupos em todos os testes realizados sobre os agrupamentos dos três poços analisados.

A variável R_g se mostra bastante útil para discriminar litologias limpas daquelas que apresentam conteúdo argiloso. Entretanto, observa-se que a mesma não discrimina litologias limpas, porém, distintas entre si em relação ao volume poroso.

O perfil de ϕ_N não diferencia os reservatórios limpos dos reservatórios argilosos e das litologias constituídas apenas por material siltico-argiloso. Esta resposta está, provavelmente, relacionada ao fato de que o perfil ϕ_N contabiliza a micro porosidade associada aos argilominerais na comparação entre essas rochas e, por este motivo, o mesmo as classifica como iguais em relação ao atributo porosidade. Dessa forma, conclui-se que o perfil ϕ_N , se interpretado isoladamente dos outros perfis, mostra-se inadequado para discriminar os reservatórios limpos e porosos daqueles argilosos e de má qualidade, dotados de grande volume de microporos, associados ao conteúdo argiloso.

O perfil de ρ_B não diferencia as rochas reservatório argilosas das rochas não-reservatório. De fato, todos os gráficos de dispersão entre ρ_B e as outras variáveis empregadas neste estudo mostram que essas litologias se situam em intervalos próximos de valores de ρ_B . Portanto, isto explica a ineficácia desta variável para distinguir entre esses dois grupos de litologias, se interpretada isoladamente.

Em relação ao desempenho, observa-se que ρ_B apresenta o melhor resultado, seguido de R_g e ϕ_N e por último, D_t .

A Análise Discriminante mostra resultados diversos para as eletrofácies oriundas das análises qualitativas e daquelas geradas pela Análise de Agrupamentos em dois passos.

Nesse sentido, observa-se que para o poço 3-NA02-RJS (Tabela 5.2), as eletrofácies oriundas das análises qualitativas apresentam o melhor resultado em termos de alocações corretas das observações multivariadas nos grupos pré-definidos por meio das informações oriundas dos testemunhos. Dessa forma, percebe-se que essas eletrofácies apresentam um percentual de acerto de 97,2% para as observações, indicando que as quatro eletrofácies estabelecidas para as litologias presentes nos testemunhos deste poço são as melhores e mais representativas desse conjunto de litologias. Em segundo lugar estão as eletrofácies oriundas da Análise de Agrupamentos com três grupos, a qual mostra que 88,2% das observações estão corretamente alocadas nos grupos. E em último lugar, as eletrofácies oriundas da Análise de Agrupamentos com quatro grupos, com 88,2% de acerto das alocações.

Em relação ao poço 3-NA01A-RJS (Tabela 5.4), observa-se que o melhor resultado é aquele oriundo da Análise de Agrupamentos em dois grupos, o qual indica que 98,2% das observações estão alocadas corretamente. Os outros três agrupamentos (em quatro e três grupos) apresentam resultados semelhantes, em torno de 89% e, portanto, bem inferiores ao agrupamento com dois grupos, sendo que o pior resultado está relacionado ao agrupamento oriundo das análises qualitativas.

Para o poço 4-RJS-42 (Tabela 5.6), o melhor resultado também se refere às eletrofácies oriundas da Análise de Agrupamentos com dois grupos, a qual apresenta um percentual de acerto de 79,7%. Em segundo lugar estão as eletrofácies oriundas da Análise de Agrupamentos em três grupos, com 73,9% de alocações corretas. E em terceiro lugar estão as eletrofácies oriundas das análises qualitativas, com 68,1% de alocações corretas.

Os resultados conjuntos das análises qualitativas e quantitativas realizadas neste estudo para a caracterização de eletrofácies, tanto em relação às Análises de Agrupamentos quanto em relação às análises quantitativas, podem ser observados na Tabela 5.7.

Alguns comentários são necessários para que se possa avaliar os resultados de caracterização de eletrofácies discutidos nos parágrafos anteriores e mostrados na Tabela 5.7. Para o poço 3-NA02-RJS, vale lembrar que foi realizada uma análise qualitativa detalhada, onde todas as variáveis foram avaliadas em detalhe, por meio de gráficos de dispersão e de histogramas.

Além disso, ficou clara a boa correlação entre a profundidade de amostragem e a de perfil, o que contribuiu para os excelentes resultados de caracterização de eletrofácies por meio de análises exclusivamente qualitativas, observados para este poço.

Para os outros dois poços, houve apenas uma análise qualitativa resumida, onde se buscou correlacionar litologias semelhantes em perfis às possíveis classes de eletrofácies. Porém, para esses dois poços, ficou claro haver uma má correlação entre profundidades de amostragem e de perfis.

Além disso, no poço 3-NA-01-RJS observa-se a presença de litologias carbonáticas e mais argilosas, as quais, à exceção da litologia 8 (rocha reservatório) apresentam alta dispersão nos gráficos analisados. Por esse motivo, o melhor resultado de classificação neste poço é aquele oriundo da Análise de Agrupamento com dois grupos (Tabela 5.7), ou seja, o grupo das rochas reservatório e o das rochas não reservatório, visto que a única litologia que se agrupa de forma satisfatória é aquela referente ao reservatório da sequência de rochas analisadas (litologia 8). Em relação às outras três classificações, estas mostram resultados semelhantes entre si e bastante satisfatórios em termos de Análise Discriminante.

Para o poço 4-RJS-42, o melhor resultado em termos de agrupamento também se refere ao agrupamento em dois grupos. Porém, neste caso observa-se grande semelhança entre as litologias, as quais se constituem de arenitos ora limpos, ora argilosos e pouco porosos, ora cimentados e não reservatórios.

Tabela 5.7 – Apresentação conjunta dos resultados qualitativos e quantitativos de caracterização de eletrofácies para os poços 3-NA02-RJS, 3-NA01A-RJS e 4-RJS-42

POÇO	AGRUPAMENTOS	ELETROFÁCIES	TESTE DE MÉDIAS	ANAL.DISCR.
3-NA02-RJS	Análises Qualitativas (Quatro Grupos)	RR	Dt → 1 = 2	97,20%
		RA	Rg → 1 = 3	
		RC	φN → 1 = 2	
		RNR	ρB → 2 = 4	
	Análise de Agrupamentos (Quatro Grupos)	RR	Dt → 1 = 2 e 1 = 4	88,20%
		RA	Rg → 1 = 3	
		RC	φ N → 1 = 2	
		RNR	ρB → Todos Diferentes	
	Análise de Agrupamentos (Três Grupos)	RR	Dt → 1 = 3; ρB → 2 = 3	88,90%
		RA	Rg → Todos Diferentes	
		RNR	φN → Todos Diferentes	
3-NA01A-RJS	Análises Qualitativas (Três Grupos)	RR	Dt → 2 = 3; Rg → 2 = 3	88,80%
		RNR	φN → 1 = 2 e 2 = 3	
		RA	ρB → Todos Diferentes	
	Análise de Agrupamentos (Três Grupos)	RR	Dt → 1 = 3; Rg → 2 = 3	89,20%
		RNR	φ N → Todos Diferentes	
		RC/RCb	ρB → Todos Diferentes	
	Análise de Agrupamentos (Quatro Grupos)	RR	Dt → 1 = 2	89,20%
		RNR	Rg → 1 = 3	
		RC/RCb	φN → 1 = 2	
		ARN/FLH/SLT	ρB → 2 = 4	
	Análise de Agrupamentos (Dois Grupos)	RR	Não Realizado	98,20%
		RNR		
4-RJS-42	Análises Qualitativas (Três Grupos)	RR	Dt → 2 = 3; Rg → 2 = 3	68,10%
		RA	φN → 1 = 3	
		RC	ρB → 1 = 3	
	Análise de Agrupamentos (Três Grupos)	RR I	Dt → 2 = 3; Rg → 2 = 3	73,90%
		RR II	φ N → 2 = 3	
		RA	ρB → 2 = 3	
	Análise de Agrupamentos (Dois Grupos)	RR I	Não Realizado	79,70%
		RA		

Nota: RR = Rochas Reserva tório; RA = Rochas Reservatórios Argilosas; RNR = Rochas Não Reservatório; RC = Rochas Reservatório Cimentadas; RC/RCb = Mistura de Rochas Carbonáticas com Reservatórios Cimentados; ARN/FLH/SLT = Mistura de Arenitos, Folhelhos e Siltitos; RR I = Rochas Reservatório I (Litologia 6); RR II = Rochas Reservatório II (Litologia 8)

Provavelmente, por esse motivo o melhor resultado de classificação talvez seja com dois grupos (Tabela 5.7), o qual separa as rochas reservatório das não reservatório.

Por intermédio desses resultados, mostrados na Tabela 5.7, observa-se que apenas para o poço 3-NA02-RJS a caracterização de eletrofácies oriunda das análises qualitativas apresenta o melhor resultado, em relação à Análise Discriminante. Os outros dois poços mostram resultados melhores para as eletrofácies definidas pela Análise de Agrupamentos.

5.4.3 Considerações Finais

Este estudo apresenta como principal objetivo o estabelecimento de um método de compatibilização entre a classificação litológica proveniente da análise sequencial de testemunhos e as classes litológicas identificadas com base nos perfis geofísicos de poços de petróleo, no sentido de se caracterizar eletrofácies.

Para tanto, foram gerados agrupamentos de eletrofácies com diferentes números de grupos, oriundos de análises qualitativas e da técnica estatística de Análise de Agrupamentos em dois passos, dos poços 3-NA02-RJS, 3-NA01A-RJS e 4-RJS-42, os quais, numa segunda etapa, foram submetidos à avaliação quantitativa da Análise de Variância, do Teste de Médias e da Análise Discriminante.

Dentre os resultados esperados, ressalta-se a intenção de se aplicar a Análise de Agrupamentos em dois passos, com o objetivo de se caracterizar eletrofácies com base nas observações multivariadas dos perfis e correlacionadas com as descrições macroscópicas das litologias presentes nos testemunhos dos poços incluídos neste estudo. Da mesma forma, esperava-se que esses resultados, após avaliação quantitativa por meio dos métodos estatísticos mencionados anteriormente, pudessem comprovar a melhor qualidade dos agrupamentos se comparados àqueles gerados apenas por análises qualitativas. Caso esta hipótese fosse confirmada, poder-se-ia concluir que a Análise de Agrupamentos em dois passos poderia substituir as análises qualitativas (correlação entre rocha e perfil) e assim, agilizar o processo de caracterização de eletrofácies, visto que esta técnica estatística é aplicada por meio de programas computacionais bastante rápidos em termos de geração de resultados e muito simples de serem utilizados.

Ao final das análises, foram obtidos resultados diversos, os quais não comprovam a hipótese acima descrita, porém, proporcionam algumas conclusões importantes, relacionadas às características das litologias presentes em testemunhos, ao ajuste entre profundidade de amostragem e profundidade dos perfis, às características dos métodos estatísticos empregados e à aplicabilidade da Análise de Agrupamento em dois passos para gerar resultados preditivos acerca dos possíveis agrupamentos existentes nos conjuntos completos de dados de um poço.

Como pôde ser observada no Capítulo 5, a avaliação quantitativa referente aos agrupamentos gerados para o poço 3-NA02-RJS indica que a caracterização de eletrofácies, oriunda das análises qualitativas, apresenta o melhor resultado, segundo a Análise Discriminante. Em relação ao desempenho das variáveis (Dt, Rg, ϕN e ρB), as indicações sobre a semelhança entre alguns grupos, para cada variável, são explicáveis pela inadequação de uma ou de outra ferramenta em detectar algum tipo de atributo. Como exemplo, observa-se a ineficácia de Rg em distinguir reservatórios limpos e porosos das porções cimentadas desses reservatórios. Ou a insensibilidade de Dt e de ϕN em diferenciar litologias dotadas de volume poroso, principalmente, quando estas apresentam argilosidade. Ou a incapacidade de ρB em diferenciar reservatórios argilosos de rochas tipicamente não-reservatório, e assim por diante.

Porém, em relação aos poços 3-NA01A-RJS e 4-RJS-42, observam-se resultados contrários em relação à Análise Discriminante. Segundo esta ferramenta estatística, os melhores agrupamentos para esses dois poços são oriundos da Análise de Agrupamentos com dois grupos, os quais apresentam os maiores percentuais de acerto para as alocações realizadas nesses agrupamentos. E os piores resultados estão relacionados aos agrupamentos resultantes das análises qualitativas convencionais (correlação entre rocha e perfil). Em relação ao desempenho das variáveis para estes poços (Dt, Rg, ϕN e ρB), observam-se resultados contraditórios e inconcludentes, visto que as litologias se agrupam em grupos bastante distintos entre si, principalmente em relação às rodadas classificatórias que geram os agrupamentos com três e quatro grupos, sugerindo que nesses dois poços existem apenas dois grupos, sendo um deles o das rochas reservatório e o outro, as não-reservatório.

Antes que se cheguem às conclusões sobre este estudo, vale ressaltar o maior valor analítico da Análise Discriminante em relação à Análise de Variância e ao Teste de Médias, visto que a mesma avalia os agrupamentos por meio da geração de uma função discriminante,

com base em combinações lineares entre as observações, e as reclassifica por meio dessa função. Posteriormente, esta verifica se a proporção de casos em que a variável de grupo original é igual ao grupo no qual a observação foi alocada por meio da função discriminante.

Em relação ao Teste das Médias e a ANOVA, o primeiro se baseia na comparação entre as médias dos grupos e o segundo, na comparação entre a dispersão dos dados “entre” as amostras com a dispersão observada “dentro” das mesmas. Porém, ambos os testes supõem que as amostras são paramétricas e oriundas da mesma população. Nesse sentido, observa-se que os dados dos perfis nem sempre apresentam distribuição normal e a análise dos histogramas indica a existência de sub-populações dentro de um mesmo conjunto de dados. Portanto, os resultados desses testes são menos confiáveis se comparados aos da Análise Discriminante, no sentido de comparar a qualidade dos agrupamentos.

Dessa forma, observa-se que, para o poço 3-NA02-RJS, onde existe uma boa correlação entre a profundidade de amostragem e a profundidade dos perfis, além de uma boa caracterização das litologias descritas em testemunho em relação às amostras de perfis, o melhor resultado de caracterização de eletrofácies, em relação à Análise Discriminante, é aquele oriundo das análises qualitativas convencionais, onde as observações são levantadas com base em conceitos geológicos, em conhecimento sobre a avaliação de formações por meio de perfis, além de uma grande dose de experiência na área de petrografia sedimentar. Por outro lado, onde os ajustes de profundidade entre amostras e perfis se mostram pouco confiáveis e, consequentemente, as litologias identificadas nos testemunhos são mal caracterizadas em relação às amostras de perfis, os melhores resultados em termos de caracterização de eletrofácies referem-se aos agrupamentos oriundos da Análise de Agrupamentos. E os piores são aqueles oriundos das análises qualitativas, segundo a Análise Discriminante.

Capítulo 6

Conclusões

Por intermédio das análises e dos resultados mostrados nos capítulos anteriores, conclui-se que o método proposto neste estudo se mostra eficiente para caracterizar eletrofácies por meio da associação de informações litológicas macroscópicas com os atributos petrofísicos obtidos dos perfis geofísicos de poços, referentes aos intervalos testemunhados dos mesmos, além de permitir avaliar quantitativamente esses agrupamentos, os quais podem ser gerados através de análises qualitativas convencionais ou da Análise de Agrupamentos em dois passos. Além disso, o método possibilita a avaliação da qualidade das correlações entre as profundidades das amostragens e as profundidades dos perfis, as quais são realizadas durante a análise sequencial dos testemunhos. Nesse sentido, observa-se que, havendo um bom ajuste entre essas profundidades, o método demonstra que os melhores resultados de agrupamentos são obtidos por meio de análises qualitativas convencionais. Do contrário, os melhores agrupamentos são obtidos por intermédio da Análise de Agrupamento em dois passos.

Durante o desenvolvimento do método aqui proposto, observa-se que a Análise de Agrupamentos em dois passos, cuja aplicação representa um pioneirismo na caracterização de eletrofácies por meio de informações litológicas macroscópicas e de perfis geofísicos de poços, mostra-se bastante útil para explorar agrupamentos de dados multivariados e identificar classes litológicas com representatividade em perfis.

Os bons resultados obtidos nos agrupamentos oriundos dessa técnica estatística, os quais são avaliados de maneira positiva pela Análise Discriminante, validam a aplicação do método para os dados utilizados neste estudo. Embora o Roteiro I possibilite um melhor controle do

geólogo para a definição dos agrupamentos, o método multivariado (Roteiro II) demanda menos tempo, além de poder ser automatizado. Porém, fica claro o papel fundamental do intérprete em analisar as associações litológicas resultantes desse processo. Além disso, torna-se compulsória a aplicação de métodos estatísticos quantitativos para determinar a qualidade desses resultados. Nesse sentido, ressalta-se a importância da Análise Discriminante para este fim.

De maneira geral, os resultados das análises dos agrupamentos oriundos do Roteiro I (análises qualitativas e uso de estatística convencional) e do Roteiro II (Análise de Agrupamentos em dois passos), apontam para a existência de um número de eletrofácies que varia entre dois e quatro, para os intervalos testemunhados dos três poços analisados neste estudo. Nesse sentido, observa-se que todos os resultados de agrupamentos (Roteiros I e II) foram bons, com elevados índices de acerto em relação à Análise Discriminante. Esta metodologia é bastante útil para orientar futuras pesquisas com base em dados do Campo de Namorado, visto que a mesma indica os prováveis números de classes de eletrofácies que o pesquisador pode encontrar, quando do desenvolvimento do modelo litológico da área a ser estudada.

Como recomendação para trabalhos futuros, propõe-se a utilização da Análise de Agrupamentos como ferramenta exploratória para poços onde há somente registros de perfis (sem testemunhos), no sentido de se identificar agrupamentos e se caracterizar eletrofácies sem o emprego de amostras de testemunho, porém, com o auxílio de amostras de calha, as quais são obtidas em todos os poços perfurados para fins de exploração e produção de petróleo.

Referências Bibliográficas

- Asmus, H.E. & Porto, R. 1972. *Classificação das bacias sedimentares brasileiras segundo a tectônica de placas*. Anais do Congresso Brasileiro de Geologia, 26, Belém, v.2, pp. 667-690.
- Asmus, H.E. 1975. *Controle estrutural da deposição mesozóica nas bacias da margem continental brasileira*. Revista Brasileira de Geociências, 5: 160-175.
- Asmus, H.E. & Guazelli, M. 1981. *Descrição sumária das estruturas da Margem Continental Brasileira e das áreas oceânicas adjacentes*. In: Projeto REMAC 9. Asmus, H.E. (ed.) *Estruturas e tectonismo da Margem Continental Brasileira e suas implicações nos processos sedimentares e na avaliação do potencial de recursos minerais*. Rio de Janeiro, Petrobrás 187-269.
- Bacoccoli, G.; Morales, R. G.; Campos, O. A. J. D. 1985. *O Campo de Namorado: uma importante descoberta de petróleo na Bacia de Campos*. In: DNPM, Principais depósitos minerais do Brasil. P.69-77.
- Bergman, S. *The Kernel function and conformal mapping*. New York : American Mathematical Society, 1950.
- Brock, J. 1986. *Applied Open-Hole Log Analysis. Contributions in Petroleum Geology & Engineering*. Gulf Publishing Company, Book Division, v.2, 283p.
- Cainelli, C. & Mohriak, W. U. 1998. *Geology of Atlantic eastern Brazilian Basins*. In: 1998 AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, v. Brazilian Geology 2, 66p.

- Castro, J. C.; Azambuja Filho, N. C.; Menezes, S. X. 1981. *Fácies e Análise estratigráfica da Formação Lagoa Feia, Cretáceo Inferior da Bacia de Campos*. In: VIII Congresso Argentino, v.2, 567-576.
- Chang, H. K.; Kowsmann, R. O.; Figueiredo, A.M.F.; Bender, A. 1992. Tectonics and Stratigraphy of the East Brazil Rift System: an Overview. *Tectonophysics*, 97-138.
- Cordani, U.G.; Brito Neves, B.B.; Fuck, R.; Porto, R.; Thomaz Filho, A.; Cunha, F.M.B. 1984. *Estudo preliminar de integração do Pré-cambriano como eventos tectônicos das bacias sedimentares brasileiras*. Técnica Petróleo – PETROBRÁS/CENPES/SINTEP, 15:70.
- Cruz, M. M., 2003. *Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado*. In: Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Laboratório de Geologia e Geofísica Marinha. Universidade Federal Fluminense - UFF. Orientador: Dr. Adalberto da Silva. Novembro de 2003.
- Davis, J.C., 2002. *Statistics and Data Analysis in Geology*. John Wiley & Sons. Third Edition. p. 11-487.
- Dias, J.L.; Oliveira, J.Q.; Vieira, J.C; Guazelli, W., Catto, A. 1987. *Integração do arcabouço estrutural da Bacia de Campos com o embasamento pré-Cambriano adjacente*. In: I Simpósio de Geologia Regional RJ-ES, Rio de Janeiro, 189-197.
- Dias, J.L.; Oliveira, J. Q.; Vieira, J.C. 1988. *Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia formation, rift phase of Campos basin, offshore, Brazil*. *Revista Brasileira de Geociências*, 18: 252-260.
- Dias, Jeferson L; Scarton, Júlio C.; Esteves, Fernando R.; Carminatti, Mário; and Guardado, Lincoln R.; 1990, *Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos*, in *Origem e Evolução das Bacias Sedimentares*, Petrobrás, pp. 330-360.
- Dias-brito, D. 1982. *Evolução Paleoecológica da Bacia de Campos durante a deposição dos calcilitos, margas e folhelhos da Formação Macaé (Albiano e Cenomaniano)*. *Boletim Técnico da Petrobrás*, 25: 84-97.

- Dias-Brito, D. & Azevedo, R.L.M. 1986. *As seqüências deposicionais marinhas da Bacia de Campos sob a ótica Paleoecológica*. In: Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia, v. 34, 38-49.
- Flexa, R. T., Andrade, A., Carrasquilla, A. *Identificação de Litotipos nos Perfis de Poço do Campo de Namorado (Bacia de campos, Brasil) e do Lago Maracaibo (Venezuela) Aplicando Estatística Multivariada*. Revista Brasileira de Geociências, v.34, n. 4, 2004, p.571-578.
- Guardado, Lincoln R.; Gamboa, Luiz A. P.; and Lucchesi, Celso F.; 1990, Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin, American Association of Petroleum Geologists Memoir 48, p. 3-79.
- Heslop, A., *Gamma-ray log response of shaly sandstones*. SPWLA 15th Ann. Symp. Trans., 1974, Paper M, p. 1-11.
- Lima, F. M. 2004. *Análise Estratigráfica dos Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado*. In: Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista - UNESP. Orientador: José Alexandre de Jesus Perinotto.
- Menezes, S. X. & Adams, T. 1990. *Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos*. Boletim de Geociências da Petrobrás, 4: 183-188.
- Mizusaki, A.M.P. 1986. *Rochas ígneas básicas do Neocomiano da Bacia de Campos: características e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Tese, 104p.
- Mizusaki, A.M.P.; Thomaz Filho, A.; Valença, J. 1988. *Volcano Sedimentary Sequence of Neocomian age in Campos Basin (Brazil)*. Revista Brasileira de Geociências, 18: 247-251.
- Mohriak, W.E.; Mello, M.R.; Dewey, J.F.; Maxwell, J.R. 1990. *Petroleum Geology of the Campos Basin, offshore Brazil*. Classic Petroleum Provinces, 50: 119-141.
- Nery, G.G. 1990. *Perfilagem Geofísica em Poço Aberto*. Salvador, BA, 231p.

- Rangel, H.D. & Martins, C.C. 1998. *Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos*. In: (ed.) Searching for Oil and Gas in the Land of Giants. Rio de Janeiro, Schlumberger 32-40.
- Rangel, H.D.; Martins, F.A.L.; Esteves, F.R.; Feijó, F.J. 1994. *Bacia de Campos*. Boletim de Geociências da Petrobrás, 8: 203-218.
- Rangel, H. D.; 1987, *A geologia do petróleo na Bacia de Campos. Concepções de Alberto Ribeiro Lamago em 1944*, Anais do I Simpósio de Geologia Regional RJ-ES, Sociedade Brasileira de Geologia, p. 1-13.
- Rider, M. 2000. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Sutherland, Scotland. Second Edition, Rider-French Consulting Ltd, 280 p.
- Schaller, H. 1973. *Estratigrafia da Bacia de Campos*. In: Congresso Brasileiro de Geologia 27, Aracaju, v.3, 247-258.
- Schlumberger. 1987. *Log Interpretation – principles/applications*. N.Y., Schlumberger Ltd. 198p.
- Serra, O. 1986. *Fundamentals of Well-Log Interpretation – 2. The Interpretation of Logging Data, Developments in Petroleum Science* (15B), Elsevier Science Publishers B.V., 684p.
- Souza, O. R. 1985. *Perfilagem elétrica de poços*. II Curso sobre águas subterrâneas, 69p.
- Souza Jr., O. G., 1997 – *Stratigraphie Séquentielle et Modelisation Probabiliste des Reservoirs d'un Cône Sous-marin Profond (Champ de Namorado, Brésil) – Intégration des Données Géologiques et Géophysiques*. Thèse de Doctorat, Université Paris, Paris, 215p.
- Spadini, A. R., Esteves, F.R., Dias-Brito, D., Azevedo, R.M.L., Rodrigues, R. 1988. *The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: its evolution in the context of the initial history of the South Atlantic*. Revista Brasileira de Geociências, 18: 261-272.,
- Walters, E. J. *Statistical Study of Nêutron Logs for Correlation Studies*. SPWLA, 9th Ann. Symp. Trans., Paper F, 1968, p 1-15.
- Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., Gardener, L.W., *Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media*. Geophysics, 21(1); 1956, p. 41-70.

Anexo 1

Geologia Regional e Local do Campo de Namorado (Bacia de Campos)

A Bacia de Campos está localizada na porção sudeste do Brasil, ao longo da costa norte do Estado do Rio de Janeiro (Figura 1). Possui área aproximada de 100.000Km² até a lâmina d'água de 3.000m, sendo separada da Bacia do Espírito Santo pelo Alto de Vitória e da Bacia de Santos pelo Alto de Cabo Frio (Rangel e Martins, 1998).

Ela corresponde a uma bacia típica de margem divergente, originada durante a ruptura do supercontinente Gondwana, coincidindo nos seus aspectos gerais com a história evolutiva das demais bacias da margem leste brasileira.

No entanto, apresenta características na sua evolução tectono-sedimentar que a tornam singular em termos de potencial petrolífero. Rangel (1987), afirma que fatores como baixo grau de afinamento crustal, reativação das fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica e as variações oscilações globais do nível do mar no Neocretáceo e Terciário propiciaram a acumulação de enorme volume de hidrocarbonetos.

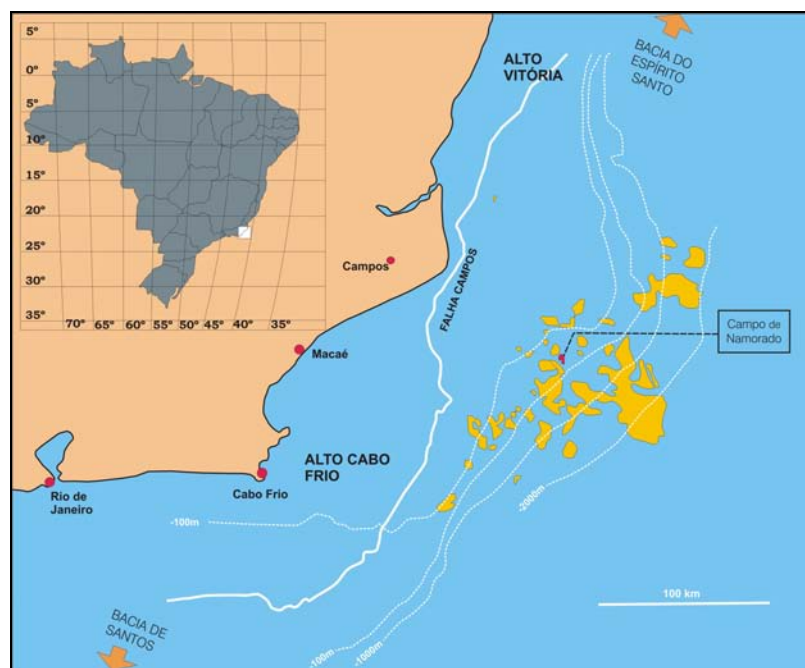


Figura 1: Mapa da Bacia de Campos mostrando a distribuição dos campos de petróleo, descobertos até 1999 (Modificado de Rangel, 1998).

Em relação aos aspectos econômicos, a bacia representa hoje o maior patrimônio petrolífero do país, sendo responsável por cerca de 82% de todo o óleo produzido no Brasil (Fonte: Anuário Estatístico 2004 da ANP na *internet*). Com produção média diária de 1,34 MMbbl, esta bacia abriga 95% das reservas em mar e 83% das reservas provadas em todo o território brasileiro (Lima, 2004).

Arcabouço Estratigráfico

A primeira carta estratigráfica da bacia foi desenvolvida por Schaller (1973), com base nas informações provenientes de poucos poços estudados pela Petrobrás na área costeira fluminense e na plataforma continental. O autor dividiu o pacote sedimentar em quatro unidades litoestratigráficas: (i) Formação Lagoa feia, constituída de evaporitos e clásticos não marinhos; (ii) Formação Macaé, englobando as rochas carbonáticas; (iii) Formação Campos, constituída de clásticos e carbonatos e (iv) Formação Emboré, representada por clásticos grossos.

Com o aumento de dados obtidos com o avanço da exploração de petróleo na bacia, Rangel *et al.* (1994) publicaram a carta estratigráfica de uso atual (Figura 2), onde os autores classificam as rochas em seis unidades litoestratigráficas maiores: Formação Cabiúnas, Formação Lagoa Feia, Formação Macaé, Formação Carapebus, Formação Ubatuba e Formação Emboré. Estas três últimas unidades compõem o Grupo Campos.

A **Formação Cabiúnas** foi proposta por Rangel *et al.* (1994) para designar os derrames basálticos eocretáceos, intercalados com rochas vulcanoclásticas e sedimentares. As datações radiométricas concentram-se em torno de 120 a 130 Ma. (Mizusaki, 1986; Mizusaki *et al.* 1988). Esta unidade constitui o assoalho de todo o preenchimento sedimentar da Bacia de Campos.

A **Formação Lagoa Feia** compreende rochas de naturezas diversas, como conglomerados polimíticos, arenitos com estratificação cruzada, carbonatos lacustres e folhelhos negros (Schaller, 1973; Castro *et al.* 1981 e Dias *et al.* 1988). Essas rochas, de idade barremiana e aptiana, são recobertas por uma suíte evaporítica (Membro Retiro), que

corresponde às primeiras incursões marinhas na bacia. O maior destaque dessa unidade está relacionado aos folhelhos negros, uma vez que estes representam o principal gerador de hidrocarbonetos da bacia.

A **Formação Macaé** (Schaller, 1973) representa os calcirruditos, calcarenitos e calcilitos depositados durante o Albo-Turoniano, sendo subdividida em três membros: (i) Membro Goitacás; (ii) Membro Quissamã e (iii) Membro Outeiro. O Membro Goitacás é constituído principalmente por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados. Subordinadamente ocorrem calcilitos brancos e margas cinzentas, referidos informalmente como “Macaé Proximal” pelo fato de ocorrerem próximos à costa. O Membro Quissamã, informalmente denominado “Macaé inferior” ou “Macaé Água Rasa”, constitui-se de espessos leitos de calcarenitos e calcirruditos oolíticos.

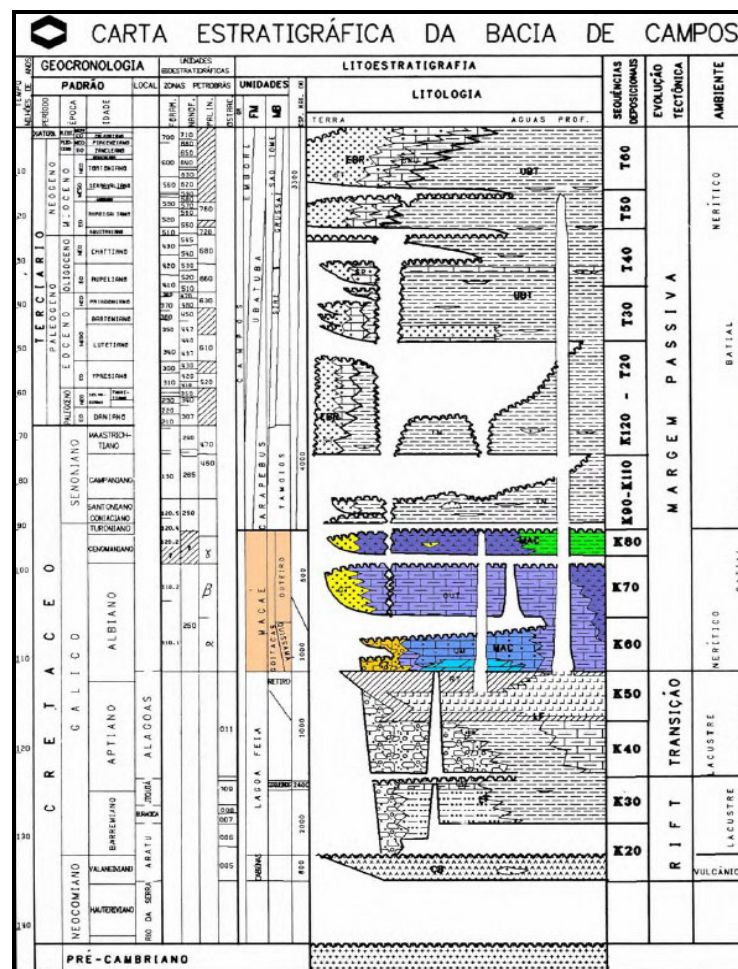


Figura 2: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos segundo Rangel *et al.* (1994). Área em destaque corresponde à Formação Macaé, onde se insere o Campo de Namorado.

O Membro Outeiro consiste de calcilutitos cimentados, sobrepostos por margas e folhelhos e com ocorrência de camadas isoladas de arenitos turbidíticos. Estes arenitos constituem o conjunto denominado Arenito Namorado.

Sobreposto à Formação Macaé, o Grupo Campos é subdividido em três formações: Formação Ubatuba, Formação Carapebus e Formação Emboré.

A **Formação Ubatuba** é constituída por espessa sucessão de folhelhos cinza-escuros e esverdeados, argilas e margas cinza-claras, calcilutitos cinza/creme e diamictitos cinzentos. Na porção basal desta unidade, encontram-se algumas rochas que apresentam litificação pronunciada. Diante desse fato, foi criado o Membro Tamoios, denominado informalmente como “Ubatuba Cretáceo”, no qual as datações bioestratigráficas conferem idades turoniana e maastrichtiana.

A **Formação Carapebus** é composta por arenitos finos a conglomeráticos, produtos da ação de correntes de turbidez. Estes ocorrem intercalados com os pelitos da Formação Ubatuba e se distribuem do Turoniano ao Holoceno. As designações informais desta unidade ocorrem em função da idade ou da presença de hidrocarbonetos em campos produtores.

A **Formação Emboré** é constituída por arenitos e carbonatos impuros, sobrepostos e lateralmente interdigitados com os pelitos da Formação Ubatuba, sendo subdividida em três membros: (i) Membro São Tomé, (ii) Membro Siri e (iii) Membro Grussaí. O Membro São Tomé designa os clásticos grossos vermelhos que ocorrem ao longo da borda oeste da bacia, em ambiente de plataforma interna. Os membros Siri e Grussaí são compostos basicamente por calcarenitos bioclásticos, em ambiente de plataforma externa.

Arcabouço Estrutural

A compartimentação estrutural da Bacia de Campos é influenciada por antigas discontinuidades da porção setentrional da faixa de dobramentos Ribeira (Cordani *et al.* 1984; Dias *et al.* 1987). O paralelismo entre as principais direções dos alinhamentos estruturais da

bacia e do embasamento adjacente, sugere uma evolução fortemente controlada pela reativação de estruturas direcionais pré-mesozóicas. O arcabouço da Bacia de Campos é composto basicamente por grabens, altos estruturais internos e domos salinos (Guardado *et al.* 1990; Dias *et al.* 1990; Rangel & Martins 1998).

Os grabens mais importantes, Corvina-Parati e São João da Barra, constituem feições lineares de direção NE-SW. Os altos estruturais internos exibem eixo subparalelo aos grabens adjacentes e são limitados, em sua maioria, por falhas antitéticas e sintéticas (Figura 3). A ocorrência de domos salinos afeta a seqüência sobreposta, controlando a distribuição e a estruturação das fácies sedimentares.

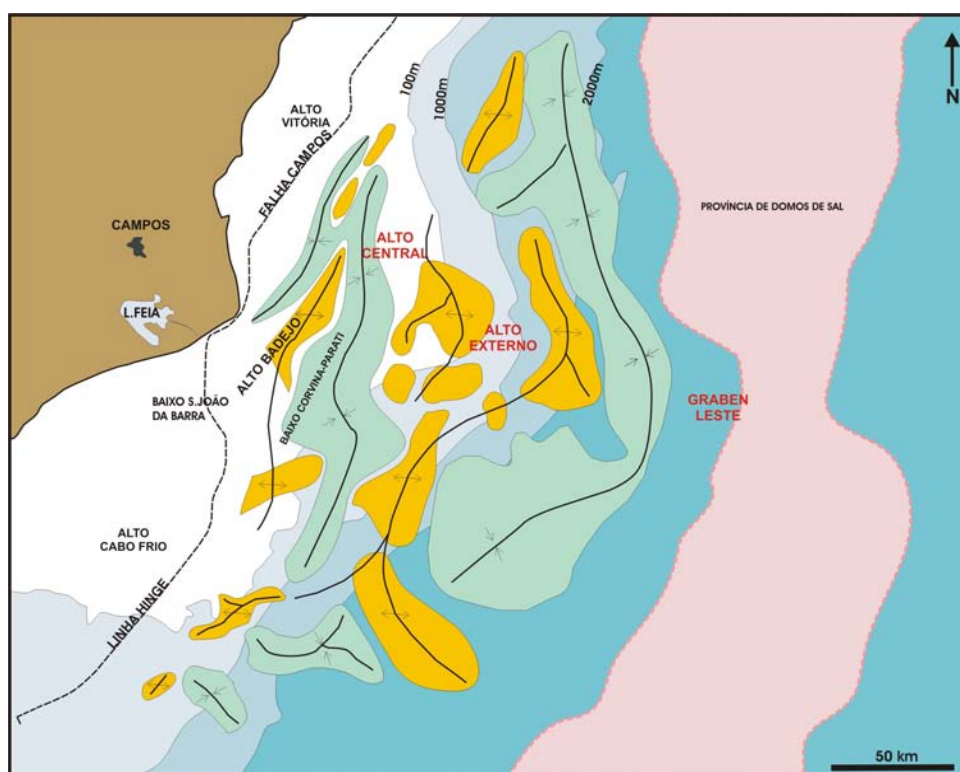


Figura 3: Arcabouço das Feições Estruturais da Seção “Rift” da Bacia de Campos. (Rangel *et al.*, 1998).

Origem e Evolução Tectono-Sedimentar da Bacia de Campos

A origem e evolução da Bacia de Campos, assim como as demais bacias sedimentares da margem continental brasileira, estão intimamente ligadas ao processo de fragmentação do Gondwana. A continuidade desse processo resultou na separação das atuais placas da África e

da América do Sul, conforme modelo evolutivo de margem continental tipo Atlântica (Asmus & Porto, 1972).

A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos tem sido descrita por diversos autores (Asmus, 1975; Asmus & Guazeli, 1981; Dias *et al.* 1990; Mohriak *et al.* 1990; Chang *et al.* 1992; Cainelli & Mohriak, 1998), permitindo relacionar as unidades litoestratigráficas aos estágios tectônicos, conferindo uma conotação genética e evolutiva à divisão litoestratigráfica.

A sucessão de eventos ocorridos na Bacia de Campos pode ser dividida em três estágios de desenvolvimento, divididos por três grandes unidades: Seqüência Continental (*rift*), Seqüência Transicional e Megasseqüência Marinha (*drift*; Dias *et. al.*, 1990).

Durante o início do estágio *rift*, predominou o mecanismo de distensão e afinamento crustal, resultando em derrames basálticos, intercalados por rochas de naturezas diversas, pertencentes à unidade clástica basal da Formação Lagoa Feia.

O estágio transicional caracteriza-se por evento erosivo de caráter regional que antecedeu a deposição dos sedimentos da Seqüência Transicional, nivelando o relevo formado no estágio *rift*. A Seqüência Transicional, de idade Alagoas, é composta por uma espessa seção de clásticos cobertos por um pacote de evaporitos.

Durante o estágio *drift* foi depositada, em ambiente de deriva continental e sob a influência de mar aberto, a Megasseqüência, que por sua vez, pode ser subdividida em três seqüências: Seqüência Carbonática Nerítica Rasa (Albiano inferior/médio), Seqüência Oceânica Hemipelágica (Albiano superior/Paleoceno superior) e Seqüência Oceânica Progradante (Eoceno médio/Recente).

A Seqüência Carbonática Nerítica Rasa corresponde à porção inferior da Formação Macaé (Eo a Mesoalbiano), constituída por sedimentos terrígenos nas partes costeiras da bacia, e calcários nas porções de plataforma e periplatforma (Dias-Brito, 1982; Dias-Brito *et al.* 1966; Spadini *et al.* 1988). A Seqüência Oceânica Hemipelágica engloba a porção superior da Formação Macaé e a porção basal da Formação Campos, correspondendo ao intervalo Neoalbiano/Neopaleoceno (Dias *et al.* 1990). O Conjunto Macaé superior consiste em calcilutitos bastante cimentados, sobrepostos por margas e folhelhos, acumulados em resposta a eventos transgressivos. Também estão presentes neste conjunto, expressivos corpos arenosos turbidíticos, compostos predominantemente por arenitos médios, com espessuras de até 150m,

associados tanto a modelos de sistema confinado quanto de lençol. Os sedimentos basais da Formação Campos (Eoturoniano a Neopaleoceno) são compostos principalmente por folhelhos e margas, ocorrendo sotopostos aos corpos turbidíticos. Estudos paleoecológicos baseados nas associações de foraminíferos atestam que esta unidade marcou em definitivo a fase oceânica.

A Sequência Oceânica Progradante (Terciário, pós-Paleoceno) é caracterizada por apresentar uma modificação no estilo sedimentar, evidenciada pelo forte padrão progradante das unidades. Esta mudança estaria ligada principalmente ao soerguimento terciário da Serra do Mar, que, associada a mudanças climáticas e movimentos halocinéticos, teria fornecido um grande aporte de material sedimentar, suficiente para suplantear a subsidência da bacia.

Geologia Local

O Campo de Namorado está localizado na porção centro-norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos (Figura 4). Sua descoberta ocorreu em novembro de 1975, com a perfuração do poço pioneiro 1-RJS-19.

Segundo divisão baseada no contexto geológico, estratégico e de tecnologia de produção de petróleo, o Campo de Namorado situa-se no compartimento exploratório intermediário (Figura 4). Esse compartimento caracteriza-se por apresentar grande parte de sua área coberta por levantamento sísmico 3D e maior amostragem por poços (Rangel & Martins, 1998).

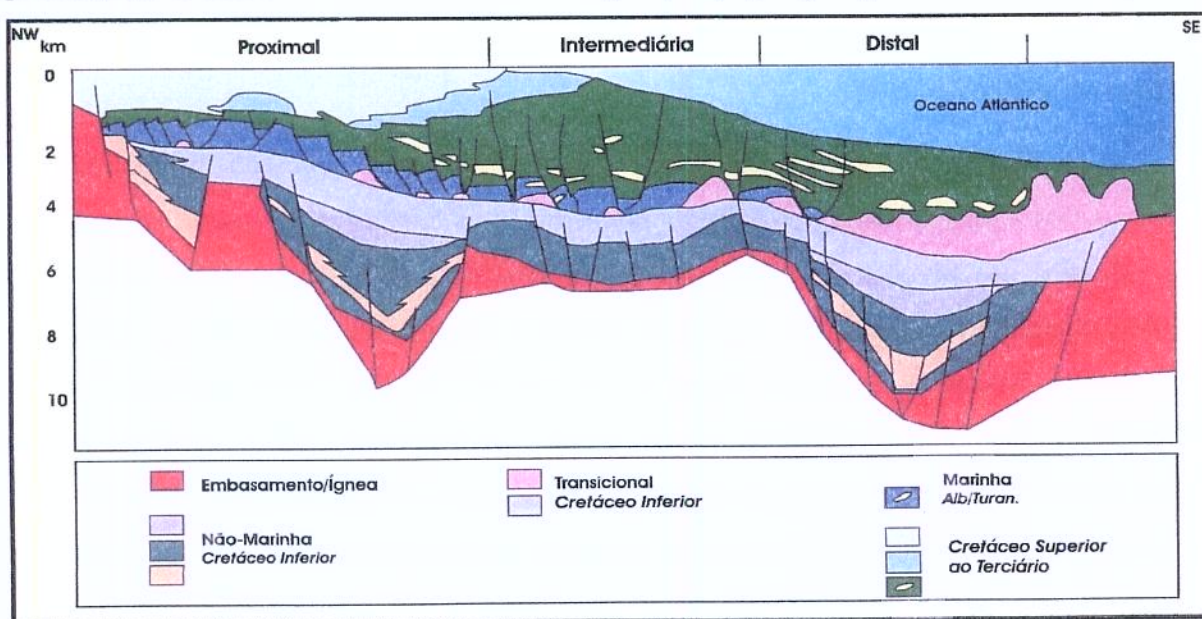


Figura 4: Seção Geológica NW-SE, mostrando o arcabouço estrutural-estratigráfico ao longo dos compartimentos proximal, intermediário e distal (Rangel & Martins, 1998).

O reservatório produtor, denominado como Arenito Namorado, após a descoberta do campo homônimo, consiste em depósitos de areias turbidíticas depositadas durante o Albiano-Cenomaniano (Guardado *et al.* 1990). Essa unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé (Membro Outeiro) e apresenta-se intercalada com margas e folhelhos da sequência hemipelágica. O perfil de referência do Membro Outeiro encontra-se no intervalo 3029-3247m do poço 1-RJS-283 (Figura 5), com destaque para o Arenito Namorado (Lima, 2004).

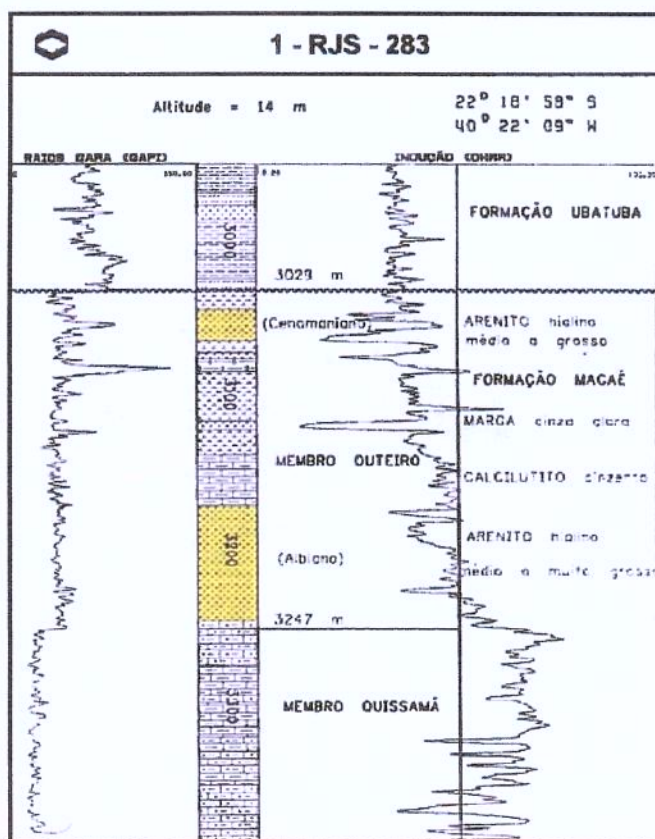


Figura 5: Perfil de Referência do Membro Outeiro (Rangel *et al.* 1994).

Na área do campo, o *reservatório* possui os seguintes atributos (Menezes & Adams, 1990): (i) área com fechamento do tipo misto, estrutural e estratigráfico (aproximadamente 23km²); (ii) geometria externa lenticular/tabular, definida por carbonatos da Formação Macaé;

limite superior definido por folhelhos e margas da Formação Ubatuba. Os limites laterais são a norte e sul por acunhamento; sudeste, noroeste e sudoeste por falhas com espessura média de 60m, variando de 5 a 130m. A largura média de quatro quilômetros, variando de dois a seis e comprimento mínimo de nove quilômetros e máximo de 14; (iii) a geometria interna é heterogênea de baixo grau com estruturas primárias predominantes de arenito maciço e composição de arenitos arcoseanos. A seleção granulométrica é, em média, regular e o grau de arredondamento e esfericidade é baixo, no geral.

O Campo de Namorado apresenta-se subdividido em quatro blocos, delimitados por falhas normais (Guardado *et al.* 1990) (Figura 6). O bloco principal, de onde provém o óleo, está localizado na parte central do campo apresenta predomínio de arenito maciço com textura fina a grossa, baixa a moderada seleção dos grãos, baixo grau de arredondamento e esfericidade.

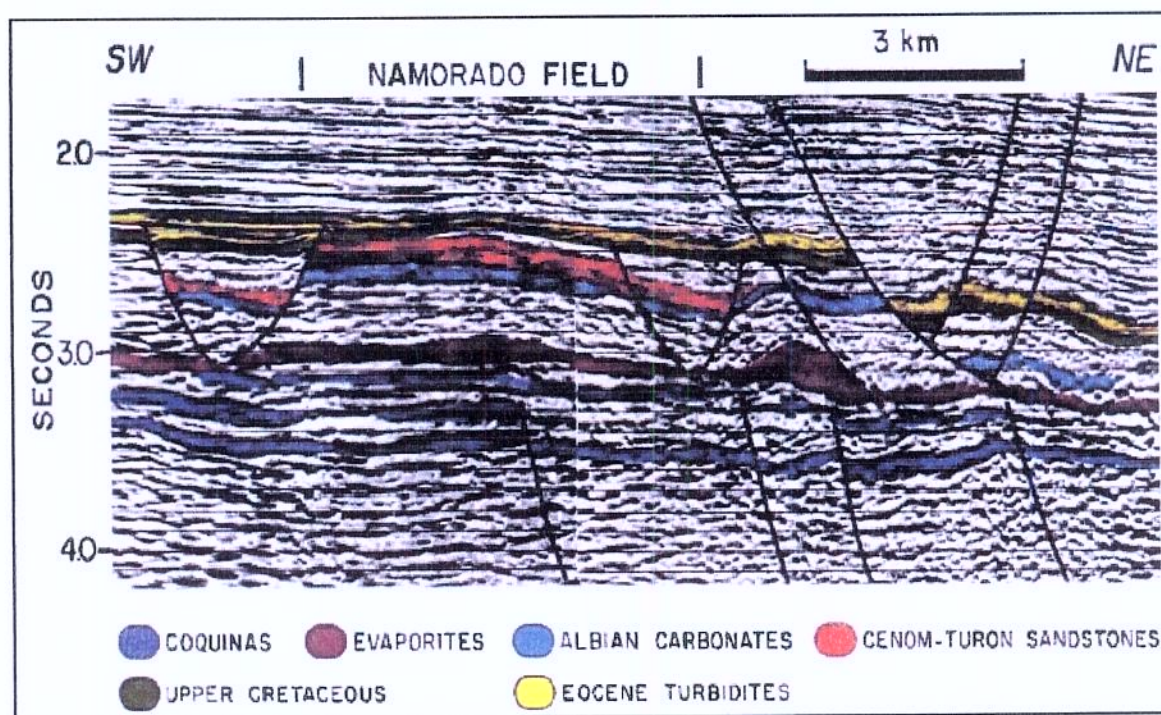


Figura 6: Seção Sísmica do Campo de Namorado, ilustrando a descontinuidade dos reservatórios produtores e a morfologia irregular no topo (extraído de Guardado *et al.* 1990).

Com relação a esse controle estrutural, é interesse ressaltar que a intensa halocinese no Cretáceo superior provocou uma inversão de relevo, ou seja, o *reservatório* que ocupava um

baixo relativo para reter turbiditos está localizado agora sobre um alto estrutural alongado, em forma de domo e parcialmente falhado (Bacoccoli *et al.* 1985).

O sistema turbidítico de Namorado caracteriza-se pela formação de três sistemas de deposição, representando as diferentes fases do reabastecimento do canal turbidítico (Souza Jr., 1997). A primeira fase corresponde aos depósitos grossos ligados às correntes turbidíticas de alta densidade, que formam os ciclos granodecrescentes, caracterizados pela associação vertical dos microconglomerados e pelas areias grossas a médias, maciças. A segunda fase é representada pelos depósitos de correntes de turbidez de baixa densidade. A última fase de reabastecimento do canal turbidítico corresponde ao sistema de deposição de mar alto, constituído por uma associação de fácies pelíticas (argilas, margas, e calilitos), representando a sedimentação hemipelágica da bacia.

Anexo 2

Descrição das Litologias dos Testemunhos dos Poços 3-NA01A-RJS, 3-NA02-RJS e 4-RJS-42.

LITOLOGIA	DENOMINAÇÃO	DESCRIÇÃO
3	Diamictito Arenoso, Lamoso	<i>Arcabouço desagregado, suportado por matriz siliciclástica arenosa/lamosa. Formado por cascalho de matriz lítica (quartzo, granito, calcilito e folhelho). Feições de deformação.</i>
6	Arenito Grosso, Amalgamado	<i>Camadas de arenito arcoseano de até 3m, amalgamadas. Em geral, a base é constituída por arenitos conglomeráticos, gradando para o topo para arenito grosso a médio.</i>
8	Arenito Médio, Gradado ou Maciço	<i>Composição arcoseana, bem selecionado, às vezes com gradação calda grossa ou incipiente.</i>
9	Arenito Médio, Cimentado	<i>Forma níveis e lentes descontínuas (<1cm) de arenito médio, totalmente cimentado. Ocorrem intercalados às fácies arenosas porosas.</i>
10	Arenito/Folhelho Interestratificados	<i>Intercalações de até 1m de arenito médio gradacional a arenito com ripples e folhelho.</i>
11	Arenito/Folhelho, finamente estratificado	<i>Camadas centimétricas de arenito fino (com estratificação plano-paralela e ripples), gradacional a níveis de siltito e folhelho. Sequência de Bouma Tbcde.</i>
12	Siltito Argiloso, Estratificado	<i>Camadas centimétricas (< 20cm) de siltito, gradando a folhelho. Alta razão folhelho/areia. Sequência de Bouma.</i>
14	Folhelho Radinativo	<i>Folhelho siltico laminado, de cor cinza escura, moderadamente bioturbado (Planolites e Chondrites). Apresenta altos valores de Raios Gama devido a presença de material fosfático.</i>
15	Interlaminado Arenoso, Bioturbado	<i>Arenito fino a médio, argiloso, completamente bioturbado.</i>
16	Interlaminado de Siltito e Folhelho, Deformado	<i>Formam níveis irregulares de espessura variável de silte cinza claro e folhelho cinza escuro, bioturbados.</i>
17	Marga Bioturbada	<i>35 a 50% de CaCO₃; Bioturbações por Zoophycus, Planolites, Helminthoide, Terebelina, Icnofósseis, Zoophycus/Nereites.</i>
20	Folhelho siltico, com níveis de marga bioturbada	<i>intercalações de folhelho cinza escuro com marga cinza clara, muito bioturbada (Zoophycus, Chondrites, Planolites, Helminthopsis e Rizocolliarium).</i>
21	Arenito Cimentado, com Feições de Escorregamento	<i>Rocha constituída por arenito médio, com feições de deformação interna e totalmente cimentada. Clastos com arranjo desordenado, mal selecionados e angulosos.</i>
22	Siltito Arg./Arenito Deformado	

Anexo 3

Dados de Perfis Relacionados às Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 3-NA01A-RJS

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μs/pé)	Rg(°API)	φN(%)	ρB (g/cm³)
3	2975,8	96,77	79,75	24,96	2,38
3	2976,0	96,32	91,00	24,51	2,40
3	2976,2	93,73	96,04	24,95	2,41
3	2976,4	88,88	93,00	23,05	2,41
3	2980,0	75,80	68,96	17,23	2,47
3	2980,2	73,88	73,75	13,89	2,50
3	2980,4	77,25	79,39	14,13	2,49
3	2980,6	82,19	79,96	18,05	2,45
3	2980,8	85,55	75,78	18,99	2,45
3	2981,0	84,06	71,83	17,59	2,45
3	2981,2	82,00	68,82	17,55	2,46
3	2981,4	83,43	67,20	19,47	2,46
3	2982,6	88,69	72,66	21,37	2,44
3	2982,8	90,30	78,31	22,18	2,45
3	2983,0	90,63	84,81	22,57	2,45
3	2983,2	90,57	86,45	22,21	2,43
3	3004,8	94,27	62,30	23,46	2,23
3	3005,0	93,32	60,34	23,92	2,26
3	3005,2	89,23	59,25	23,98	2,30
3	3005,4	88,77	59,24	23,29	2,28
3	3005,6	92,81	58,33	22,34	2,25
8	3001,6	92,34	53,83	22,43	2,23
8	3001,8	92,10	54,19	22,20	2,21
8	3002,0	91,98	53,86	21,85	2,20
8	3002,2	92,04	53,73	21,88	2,20
8	3002,4	92,47	53,68	21,61	2,20
8	3002,6	93,11	52,77	21,11	2,20
8	3002,8	93,34	51,88	21,06	2,20
8	3003,0	93,09	52,33	21,45	2,21
8	3003,2	92,48	54,15	21,86	2,21
8	3003,4	92,36	54,80	21,94	2,21
8	3003,6	92,62	53,12	21,88	2,21
8	3003,8	92,63	51,14	21,83	2,21
8	3004,0	90,54	52,02	21,91	2,20
8	3004,2	87,17	55,23	21,96	2,19
8	3004,4	86,27	58,91	22,01	2,20
8	3004,6	89,69	61,86	22,63	2,21
8	3005,8	96,06	55,25	22,26	2,21
8	3006,0	96,29	52,67	21,67	2,19
8	3006,2	95,26	51,29	20,64	2,20

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μs/pé)	Rg(°API)	φN(%)	ρB (g/cm³)
8	3006,4	94,16	50,72	20,68	2,21
8	3006,6	94,54	51,66	21,13	2,20
8	3006,8	95,08	52,39	21,43	2,19
8	3007,0	95,28	53,27	21,73	2,20
8	3007,2	95,79	55,46	22,09	2,19
8	3007,4	97,29	56,33	22,35	2,19
8	3007,6	99,05	54,96	22,75	2,19
8	3007,8	100,86	53,79	23,71	2,20
8	3008,0	102,05	54,62	24,70	2,19
8	3008,2	102,11	55,35	25,16	2,17
8	3008,4	101,82	53,37	24,74	2,17
8	3008,6	101,43	52,55	24,63	2,17
8	3008,8	99,84	54,36	24,14	2,17
8	3009,0	96,51	55,76	22,84	2,17
8	3009,2	94,43	55,63	22,53	2,19
8	3009,4	93,96	54,67	22,59	2,22
8	3009,6	94,04	53,20	22,57	2,23
8	3009,8	94,41	51,88	22,74	2,21
8	3010,0	96,23	53,22	22,77	2,19
8	3010,2	99,50	56,30	22,24	2,19
8	3010,4	102,47	56,38	22,31	2,18
8	3010,6	103,92	55,26	23,30	2,17
8	3010,8	102,99	54,56	24,03	2,16
8	3011,0	101,25	54,88	24,05	2,15
8	3011,2	100,10	57,94	23,52	2,15
8	3011,4	98,85	65,06	22,93	2,18
8	3011,6	96,71	71,60	22,19	2,21
10	2978,4	80,32	80,25	17,41	2,45
10	2978,6	82,69	85,88	18,33	2,45
10	2978,8	84,56	89,81	20,02	2,43
10	2979,0	84,05	90,33	20,08	2,40
10	2979,2	84,74	89,49	19,19	2,41
10	2997,5	85,71	69,56	21,07	2,35
10	3015,8	86,69	49,64	22,95	2,30
10	3016,0	79,88	46,97	21,03	2,33
10	3016,2	72,56	47,96	17,99	2,37
10	3016,4	67,45	52,56	14,67	2,42
11	3013,2	72,24	61,56	12,89	2,53
11	3013,4	79,19	66,94	14,72	2,48
11	3013,6	87,06	67,77	18,79	2,42
11	3013,8	90,32	66,74	21,47	2,40
11	3014,0	91,74	64,16	22,50	2,38
11	3014,2	93,30	62,55	23,41	2,36
11	3014,4	93,47	63,64	23,87	2,34
11	3014,6	92,91	65,42	23,54	2,34
11	3014,8	93,41	65,58	23,58	2,32
11	3015,0	95,41	63,00	24,79	2,29
11	3015,2	97,05	59,26	26,16	2,26

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μ s/pé)	Rg($^{\circ}$ API)	ϕ N(%)	ρ B (g/cm ³)
11	3015,4	96,48	56,39	26,40	2,24
11	3015,6	92,38	53,09	24,90	2,26
12	2976,6	83,56	90,49	20,78	2,41
12	2976,8	83,58	90,57	19,65	2,43
12	2977,0	89,06	88,38	20,29	2,43
12	2979,4	84,59	88,09	19,40	2,39
12	2979,6	81,37	79,88	20,21	2,38
12	2979,8	78,93	70,69	19,18	2,43
16	2974,4	68,69	47,56	16,56	2,65
16	2974,6	85,06	62,88	12,64	2,68
16	2974,8	97,63	75,63	15,44	2,63
16	2975,0	102,98	84,69	21,51	2,53
16	2975,2	103,58	90,52	25,28	2,45
16	2975,4	101,89	87,63	27,07	2,41
16	2975,6	98,33	78,31	26,92	2,37
16	2977,2	92,36	83,38	21,59	2,42
16	2977,4	94,20	82,24	22,37	2,42
16	2977,6	95,03	84,17	22,88	2,42
16	2977,8	93,94	83,77	22,90	2,43
16	2978,0	89,75	79,94	22,05	2,44
16	2978,2	82,81	76,67	19,15	2,44
16	2981,6	89,06	71,19	21,61	2,46
16	2981,8	93,81	75,91	23,49	2,46
16	2982,0	95,20	75,66	24,40	2,44
16	2982,2	92,05	71,65	22,75	2,44
16	2982,4	89,18	70,26	21,25	2,44
16	2983,4	89,09	81,92	21,91	2,41
16	2983,6	88,89	80,75	22,61	2,40
16	2983,8	93,00	88,06	22,95	2,39
16	2984,0	98,91	93,18	24,19	2,39
16	2984,2	101,09	88,44	25,82	2,39
16	2984,4	99,96	80,06	26,24	2,38
16	2984,6	99,38	75,14	26,17	2,38
16	2984,8	100,06	78,19	25,35	2,38
16	2985,0	100,53	86,19	25,64	2,38
16	2985,2	100,00	91,81	26,75	2,39
16	2985,4	96,56	90,00	25,84	2,38
16	2985,6	92,14	83,94	23,54	2,39
16	2985,8	89,70	75,31	21,65	2,43
16	2986,0	87,94	63,44	20,22	2,46
16	2986,2	81,69	54,06	18,20	2,50
16	2986,4	75,25	53,16	16,94	2,54
17	2973,6	92,78	44,69	21,79	2,46
17	2973,8	82,94	37,19	22,26	2,47
17	2974,0	72,81	35,18	22,58	2,51
20	2968,8	90,63	39,07	20,97	2,47
20	2969,0	90,65	40,50	21,44	2,46
20	2969,2	89,74	43,13	21,48	2,45

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μ s/pé)	Rg($^{\circ}$ API)	ϕ N(%)	ρ B (g/cm ³)
20	2969,4	88,73	44,89	22,29	2,44
20	2969,6	88,47	44,76	22,42	2,42
20	2969,8	88,62	44,13	21,75	2,43
20	2970,0	89,34	44,28	21,72	2,44
20	2970,2	90,28	47,23	21,78	2,46
20	2970,4	90,77	50,65	21,39	2,46
20	2970,6	90,83	51,48	21,45	2,45
20	2970,8	91,14	52,10	21,83	2,43
20	2971,0	91,67	53,90	21,90	2,42
20	2971,2	91,64	54,14	21,29	2,42
20	2971,4	90,09	53,88	21,34	2,42
20	2971,6	88,66	56,02	21,93	2,41
20	2971,8	88,58	60,88	21,65	2,41
20	2972,0	90,00	63,59	20,75	2,43
20	2972,2	90,68	63,71	20,07	2,46
20	2972,4	90,32	62,17	19,91	2,48
20	2972,6	89,59	61,89	20,48	2,47
20	2972,8	90,52	65,06	21,71	2,44
20	2973,0	94,02	67,86	21,49	2,45
20	2973,2	96,34	64,50	21,01	2,46
20	2973,4	96,00	54,25	21,21	2,45
20	2974,2	65,56	35,95	21,36	2,57
21	3012,6	86,86	50,25	20,16	2,40
21	3012,8	79,56	49,01	18,11	2,46
21	3013,0	71,79	53,75	14,82	2,52
21	3016,6	70,88	58,25	16,32	2,40
22	3011,8	93,60	72,71	21,40	2,27
22	3012,0	90,45	69,13	20,62	2,33
22	3012,2	89,25	63,81	20,38	2,37
22	3012,4	89,02	57,00	20,67	2,37
22	3016,8	90,94	58,98	23,54	2,26

Anexo 4

Dados de Perfis Relacionados às Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 3-NA02-RJS

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μs/pé)	Rg(°API)	φN (%)	ρB (g/cm³)
8	3041,8	101,51	50,50	27,8	2,10
8	3042,0	101,83	47,02	28,0	2,09
8	3042,2	101,77	46,01	28,6	2,10
8	3042,4	101,50	48,97	29,6	2,11
8	3042,6	100,62	49,92	29,7	2,11
8	3042,8	97,86	48,86	27,9	2,11
8	3043,0	95,08	49,59	25,9	2,10
8	3043,2	93,65	51,17	25,3	2,11
8	3043,4	93,01	50,34	25,1	2,11
8	3043,6	92,68	49,53	24,1	2,11
8	3043,8	91,85	51,04	23,1	2,11
8	3044,0	89,80	52,77	23,0	2,11
8	3044,2	88,18	53,35	23,1	2,11
8	3044,4	89,21	52,24	23,4	2,12
8	3044,6	91,23	49,43	24,5	2,12
8	3044,8	91,00	46,70	26,0	2,12
8	3045,0	86,38	46,41	26,7	2,13
8	3045,2	81,13	46,72	26,6	2,16
8	3045,4	76,50	45,69	24,4	2,17
9	3044,8	88,75	56,88	15,8	2,43
9	3026,4	96,07	61,85	12,6	2,46
9	3045,6	74,80	44,37	19,3	2,21
9	3045,7	76,77	44,56	17,4	2,24
9	3045,8	78,75	44,76	15,6	2,28
9	3045,9	84,94	47,55	15,6	2,29
9	3046,2	89,98	50,54	19,3	2,23
9	3046,4	93,54	50,13	22,4	2,17
9	3046,6	95,52	47,69	23,4	2,15
9	3046,8	93,00	45,64	23,9	2,13
9	3047,0	86,50	45,46	24,4	2,12
9	3047,2	82,84	46,84	24,6	2,12
9	3047,4	85,31	49,37	24,9	2,14
9	3047,6	90,88	51,44	25,6	2,15
9	3047,8	94,49	51,79	25,8	2,16
9	3048,0	95,53	50,05	25,9	2,16
9	3048,2	96,02	48,80	25,9	2,16
9	3048,4	96,61	49,41	25,3	2,15
9	3048,6	96,29	50,77	24,3	2,14
9	3048,8	95,25	51,21	23,3	2,14
9	3049,0	95,19	51,17	22,8	2,14

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μ s/pé)	Rg($^{\circ}$ API)	ϕ N (%)	ρ_B (g/cm 3)
9	3049,2	95,27	51,23	22,6	2,13
9	3049,4	91,75	50,75	22,9	2,14
9	3049,6	84,81	49,31	23,5	2,15
9	3049,8	78,50	48,55	24,2	2,17
9	3050,0	76,01	49,93	25,2	2,17
9	3050,2	81,88	50,90	26,2	2,16
9	3050,4	90,75	50,34	26,7	2,15
9	3050,6	94,99	50,77	26,7	2,16
9	3050,8	96,81	51,89	26,8	2,17
9	3051,0	98,41	51,24	26,3	2,16
9	3051,2	99,68	48,69	25,6	2,15
9	3051,4	99,88	47,33	26,0	2,15
9	3051,6	98,92	46,89	26,4	2,15
9	3051,8	97,20	46,66	26,4	2,15
9	3052,0	95,31	46,86	26,0	2,16
9	3052,2	94,32	48,25	25,4	2,17
9	3052,4	95,04	51,22	24,4	2,18
9	3052,6	96,52	53,21	23,6	2,18
9	3052,8	96,99	52,73	23,9	2,16
9	3053,0	96,56	52,95	25,2	2,15
9	3053,2	95,91	53,64	26,3	2,15
9	3053,4	93,98	52,81	26,4	2,15
9	3053,6	86,63	50,85	25,8	2,15
9	3053,8	74,31	48,09	25,4	2,14
9	3054,0	67,96	46,40	24,6	2,13
9	3054,2	73,81	47,45	23,6	2,13
10	3054,0	97,89	65,30	15,1	2,45
10	3026,8	96,47	67,46	20,8	2,42
10	3027,0	95,77	67,99	25,0	2,36
10	3027,2	99,13	65,66	26,5	2,30
10	3027,4	105,06	62,07	27,1	2,27
10	3027,6	108,19	59,42	27,3	2,26
10	3027,8	106,16	61,38	27,8	2,24
10	3028,0	102,39	68,00	29,3	2,19
12	3027,2	95,35	85,59	27,2	2,36
12	3023,6	94,30	82,82	26,8	2,36
12	3023,8	93,03	80,90	25,4	2,36
12	3024,0	92,69	80,26	24,6	2,37
12	3024,2	93,72	80,70	24,5	2,36
12	3024,4	94,61	79,75	25,0	2,35
12	3024,6	94,08	74,94	25,3	2,35
12	3024,8	93,67	68,63	25,8	2,35
12	3025,0	93,06	63,16	27,1	2,35
12	3025,2	89,56	60,67	27,9	2,35
14	3019,4	99,28	80,14	30,1	2,34
14	3019,6	98,79	78,58	31,6	2,31
14	3019,8	99,42	81,30	32,7	2,31
14	3020,0	100,71	89,38	32,7	2,33

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μs/pé)	Rg(°API)	φN (%)	ρB (g/cm³)
14	3020,2	101,36	92,40	32,1	2,34
14	3020,4	101,49	92,71	30,8	2,35
14	3020,6	101,16	96,48	29,9	2,34
14	3020,8	101,05	99,63	29,5	2,33
14	3021,0	100,67	99,38	29,2	2,32
14	3021,2	99,94	96,55	29,0	2,34
14	3021,4	98,56	95,04	28,4	2,36
14	3021,6	95,36	97,20	28,3	2,36
14	3021,8	92,52	97,06	29,6	2,36
14	3022,0	91,69	89,19	31,1	2,35
14	3022,2	92,61	82,56	31,9	2,33
15	3020,4	82,06	60,70	27,6	2,34
15	3025,6	74,10	59,04	26,7	2,34
15	3025,8	71,98	55,66	24,4	2,36
15	3026,0	77,94	54,52	20,9	2,39
15	3021,6	98,81	73,59	30,6	2,13
15	3028,4	93,06	73,40	29,0	2,16
15	3028,6	83,38	67,81	25,4	2,25
15	3028,8	71,06	58,50	21,8	2,33
15	3030,2	75,50	45,23	4,9	2,56
15	3030,4	86,38	48,85	6,2	2,56
15	3030,6	96,13	51,99	8,8	2,54
15	3030,8	101,34	53,86	12,4	2,43
15	3033,8	64,81	60,85	29,6	2,20
15	3034,0	68,13	59,88	29,4	2,25
15	3034,2	74,00	59,25	29,0	2,27
15	3034,4	79,50	60,51	28,3	2,24
16	3016,6	95,21	88,91	29,2	2,33
16	3016,8	93,71	84,25	29,8	2,31
16	3017,0	90,35	75,50	30,4	2,29
16	3017,2	88,30	70,88	30,6	2,28
16	3017,4	88,98	74,69	30,3	2,30
16	3017,6	92,34	81,63	29,3	2,32
16	3017,8	94,06	86,14	27,9	2,33
16	3018,0	94,14	85,70	26,8	2,33
16	3018,2	95,39	82,47	26,2	2,35
16	3018,4	97,42	79,40	26,2	2,37
16	3018,6	99,66	78,59	26,5	2,37
16	3018,8	101,20	80,55	26,4	2,38
16	3019,0	101,39	82,97	26,4	2,39
16	3019,2	100,58	82,73	28,1	2,38
16	3034,4	93,45	79,44	31,9	2,31
16	3022,6	93,34	80,91	31,8	2,31
16	3022,8	93,48	84,53	31,4	2,33
16	3023,0	93,87	87,93	29,6	2,34
16	3023,2	94,98	88,05	27,7	2,35
21	3022,6	63,54	49,69	17,8	2,39
21	3029,2	63,04	44,04	10,7	2,45

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μs/pé)	Rg(°API)	φN (%)	ρB (g/cm³)
21	3029,4	63,87	42,39	4,5	2,52
21	3029,6	62,58	42,86	3,1	2,57
21	3029,8	61,31	42,50	3,8	2,57
21	3030,0	65,75	42,82	4,4	2,56
21	3037,2	77,38	46,29	22,7	2,32
21	3037,4	82,63	47,74	21,9	2,33
21	3037,6	93,19	49,89	21,0	2,35
21	3037,8	100,89	49,93	21,9	2,34

Anexo 5

Dados de Perfis Relacionados às Classes Litológicas dos Testemunhos do Poço 4-RJS-42

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μs/pé)	Rg(°API)	φN (%)	ρB (g/cm³)
6	3151,5	84,86	53,91	23,93	2,28
6	3151,6	84,50	54,30	23,68	2,28
6	3151,8	84,38	54,84	22,40	2,30
6	3152	84,91	55,83	20,46	2,33
6	3152,2	85,13	57,11	19,14	2,35
6	3152,4	84,37	57,89	18,69	2,35
6	3152,6	83,24	57,33	18,36	2,35
6	3152,8	81,70	55,52	17,93	2,36
6	3153	80,75	52,82	17,42	2,38
6	3153,2	80,13	54,22	17,57	2,40
6	3153,4	78,51	57,50	18,89	2,42
6	3153,6	75,25	57,89	21,50	2,40
6	3153,8	70,69	56,10	23,21	2,36
6	3154	66,68	55,00	23,20	2,33
6	3154,2	63,90	54,77	22,11	2,33
6	3154,4	66,88	54,78	20,60	2,34
6	3154,6	75,75	54,91	19,66	2,35
6	3154,8	83,56	55,27	19,79	2,34
6	3155	86,46	55,10	21,54	2,31
6	3155,2	86,03	54,23	24,49	2,29
6	3155,4	85,34	53,52	26,75	2,27
6	3155,6	84,95	53,13	27,59	2,28
6	3155,8	87,50	52,89	27,13	2,31
6	3156	92,19	52,75	25,77	2,32
6	3156,2	94,98	52,79	23,96	2,33
6	3156,4	93,35	54,36	22,51	2,32
6	3156,6	90,86	56,60	22,37	2,32
6	3156,8	91,01	56,36	23,45	2,32
6	3157	91,13	53,84	23,81	2,33
6	3157,2	89,81	52,58	23,28	2,34
6	3157,4	88,25	52,61	22,66	2,36
6	3157,6	87,19	52,65	21,95	2,38
6	3157,8	87,30	51,85	20,51	2,40
6	3158	86,34	51,33	19,11	2,40
6	3158,2	83,49	51,80	18,41	2,39
6	3158,4	81,25	52,02	18,40	2,37
6	3158,6	80,35	51,75	18,59	2,36
6	3158,8	80,42	51,76	18,95	2,34
6	3159	82,14	52,11	19,36	2,34
6	3159,2	83,87	52,41	19,29	2,36

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μ s/pé)	Rg($^{\circ}$ API)	ϕ N (%)	ρ B (g/cm 3)
6	3159,4	82,84	52,36	18,88	2,39
6	3159,6	80,87	52,17	19,06	2,41
6	3159,8	79,39	52,68	19,08	2,40
6	3160	77,39	53,95	17,77	2,38
6	3160,2	74,69	55,34	16,30	2,39
6	3160,4	74,17	56,08	16,41	2,40
6	3160,6	77,81	55,66	17,41	2,40
6	3160,8	82,26	54,85	18,58	2,40
6	3161	83,69	54,83	20,34	2,41
8	3129,2	88,70	56,10	25,77	2,26
8	3129,3	88,63	56,68	24,50	2,28
8	3129,4	88,57	57,25	23,23	2,29
8	3129,6	87,80	57,28	22,07	2,31
8	3129,8	86,14	56,51	22,18	2,32
8	3130	84,35	56,48	23,37	2,31
8	3130,2	84,45	57,25	25,34	2,28
8	3130,4	85,22	57,36	27,21	2,27
8	3135,9	81,94	57,44	21,43	2,44
8	3136	78,25	59,94	23,80	2,38
8	3136,2	70,31	66,25	24,96	2,33
8	3136,4	68,00	69,32	25,31	2,36
8	3136,6	74,31	64,19	25,59	2,36
8	3136,8	86,38	58,25	24,34	2,33
8	3137	92,75	56,90	21,29	2,34
8	3137,2	92,21	57,60	18,05	2,38
8	3137,4	92,82	58,59	16,02	2,42
8	3137,6	94,65	61,43	15,62	2,42
8	3137,8	93,00	66,19	19,56	2,37
8	3138	87,56	69,29	24,48	2,34
8	3138,2	83,52	69,81	26,14	2,33
8	3138,4	83,94	69,66	26,52	2,34
8	3138,6	90,00	68,38	26,96	2,35
8	3138,8	96,06	66,85	27,18	2,36
8	3139	96,05	64,69	27,12	2,33
8	3139,2	94,31	60,38	27,26	2,28
8	3139,4	92,44	57,37	27,04	2,26
8	3139,6	92,02	56,41	24,13	2,28
8	3139,8	93,65	56,08	20,52	2,31
8	3140	94,35	55,94	19,88	2,33
8	3146,8	86,18	53,13	21,63	2,33
8	3147	83,84	53,82	26,00	2,28
8	3147,2	81,33	53,84	28,55	2,25
8	3147,4	80,68	53,00	28,32	2,26
8	3147,6	83,16	52,81	27,22	2,28
8	3147,8	86,72	53,21	25,41	2,31
8	3148	87,50	53,51	23,57	2,31
8	3148,2	87,36	53,46	23,02	2,30
8	3148,4	87,94	53,55	23,98	2,29

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μ s/pé)	Rg($^{\circ}$ API)	ϕ N (%)	ρ B (g/cm 3)
8	3148,6	88,66	53,43	26,55	2,30
8	3148,8	88,76	52,63	28,52	2,30
8	3149	88,97	51,44	29,16	2,29
8	3149,2	88,02	51,45	29,09	2,28
8	3149,4	87,00	52,55	27,31	2,27
8	3149,6	87,08	54,25	24,86	2,27
8	3149,8	87,15	55,82	22,92	2,29
8	3150	86,86	55,96	22,14	2,31
8	3150,2	86,71	55,34	21,88	2,31
8	3150,4	87,13	55,47	21,93	2,31
8	3150,6	87,43	54,70	22,58	2,31
8	3151,1	86,04	52,88	23,75	2,30
8	3151,2	85,95	52,94	23,89	2,29
8	3151,4	85,21	53,52	24,19	2,28
9	3130,5	85,43	57,10	27,60	2,27
9	3130,6	85,64	56,83	27,98	2,27
9	3132,1	90,82	56,67	20,23	2,35
9	3132,2	91,15	55,25	19,34	2,38
9	3132,4	90,39	53,05	18,41	2,41
9	3132,6	87,45	52,63	19,48	2,34
9	3132,8	83,06	55,88	23,58	2,25
9	3133,5	92,25	70,23	23,92	2,29
9	3133,6	94,87	70,40	23,48	2,30
9	3133,8	96,73	69,98	22,88	2,30
9	3135,3	93,74	49,93	14,72	2,41
9	3135,4	94,04	48,88	13,26	2,46
9	3135,6	91,00	50,59	13,85	2,52
9	3135,8	85,63	54,94	19,06	2,49
9	3150,8	86,68	53,47	23,17	2,32
9	3151	86,14	52,82	23,61	2,31
10	3130,7	85,73	57,18	27,90	2,27
10	3130,8	85,83	57,54	27,82	2,27
10	3131	86,36	58,95	27,08	2,27
10	3131,2	87,07	60,41	26,16	2,28
10	3131,4	88,10	61,38	25,19	2,29
10	3131,6	89,23	61,55	24,03	2,30
10	3131,8	89,93	60,46	22,60	2,30
10	3132	90,49	58,09	21,13	2,32
11	3132,9	80,69	58,78	24,63	2,24
11	3133	78,31	61,69	25,68	2,23
11	3133,2	80,19	67,20	25,16	2,25
11	3133,4	89,63	70,06	24,36	2,28
11	3133,9	97,18	70,37	23,60	2,30
11	3134	97,63	70,75	24,32	2,31
11	3134,2	97,61	70,22	26,91	2,32
11	3134,4	97,00	66,38	28,88	2,29
11	3134,6	96,02	62,55	28,82	2,26
11	3134,8	94,58	58,31	26,55	2,26

Litologia	Prof. Perfil (m)	Dt(μ s/pé)	Rg($^{\circ}$ API)	ϕ N (%)	ρ B (g/cm ³)
11	3135	93,24	53,98	21,94	2,29
11	3135,2	93,45	50,98	16,19	2,37

Anexo 6

Ferramentas Estatísticas Utilizadas Neste Estudo

Histogramas

Na estatística, um histograma é uma representação gráfica da distribuição de frequências de um conjunto de dados, normalmente um gráfico de barras verticais (fonte: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Histograma>).

O histograma é denominado “histograma de frequências” quando é representado por um gráfico composto por retângulos justapostos, onde a base de cada um deles corresponde ao intervalo de classe e a sua altura à respectiva frequência (Davis, 2002). Quando o número de dados aumenta indefinidamente e o intervalo de classe tende a zero, a distribuição de frequência passa para uma distribuição de densidade de probabilidades.

Os histogramas apresentam caráter preliminar em qualquer estudo e são importantes indicadores da distribuição de dados. Nesse sentido, estes podem indicar se uma distribuição aproxima-se de uma função normal, como pode indicar mistura de populações, quando apresentam mais de uma moda.

Na construção de um histograma, divide-se o intervalo em classes do mesmo tamanho e a frequência é determinada pela altura de cada intervalo discreto, formando-se barras, onde a área de cada barra é proporcional à frequência que ela representa. A escolha para a origem x_0 e para o tamanho do intervalo de classes h é arbitrária.

Como exemplo, considera-se que o centro do intervalo h é 0 e que seus limites são $[-h/2, h/2]$. Dessa forma, a probabilidade (P) de um dado x pertencer ao intervalo $[-h/2, h/2]$ é dada pela equação:

$$P(x \in [-h/2, h/2]) = \int_{-h/2}^{h/2} f(x) dx$$

onde f é a função densidade de x .

Nos histogramas, pode-se determinar diretamente a probabilidade (P) de x por meio da observação da sua frequência relativa dentro do intervalo em que o mesmo se encontra. Ou seja, conta-se o número de ocorrências de x dentro do intervalo e divide-se este número pelo número total de dados existentes no intervalo.

Os profissionais em Geociências muitas vezes questionam o porquê de se utilizarem métodos mais sofisticados que um simples histograma (Davis, 2002). A escolha do método apropriado depende do contexto em que se trabalha e dos fins que se pretende obter com a estimativa de probabilidade.

No estudo das eletrofácies, os histogramas não são considerados bons estimadores da distribuição de frequências de um conjunto de dados devido à falta de precisão. Em outras palavras, estes não fornecem o número de amostras para um valor particular e sim para um intervalo.

Os histogramas são ferramentas bastante úteis para a apresentação e a exploração dos dados nas etapas iniciais das análises estatísticas, particularmente quando se trabalha com uma única variável.

A confecção de histogramas para mais de uma variável apresenta várias dificuldades. O desenho do contorno das classes, por exemplo, torna-se bastante confuso, gerando problemas para a interpretação visual dos conjuntos de dados, além de outras inúmeras complicações. Mas mesmo com todas estas deficiências, os histogramas continuam sendo ótimas ferramentas para a apresentação de dados, nas fases iniciais dos estudos que envolvem análises estatísticas.

No caso deste estudo, a verificação do conjunto de valores de um perfil por meio de histogramas objetiva detectar possíveis tendências associadas ao conjunto de dados. Por intermédio dessa análise é possível, por exemplo, detectar e separar as classes de rochas reservatório das não-reservatório. A utilização de histogramas com este objetivo é mostrada na Figura 1, onde se observam as faixas de valores dos perfis, referentes a cada classe litológica (Walters, 1968, apud Rider, 2000).

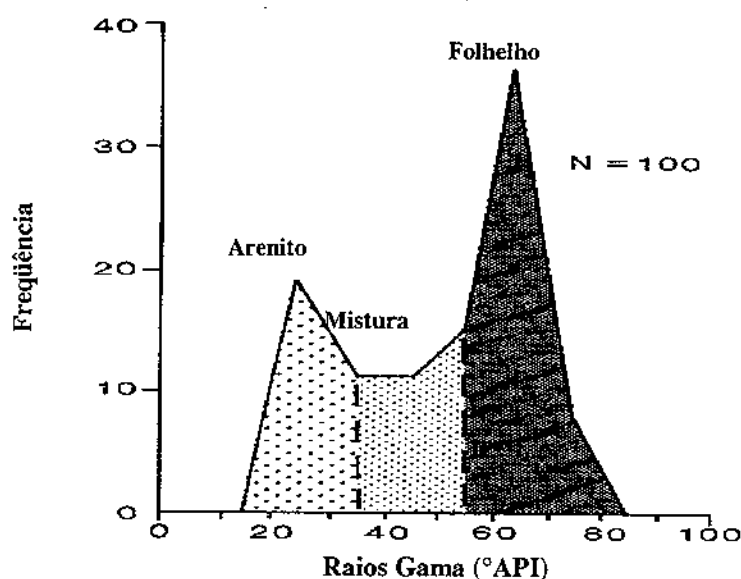


Figura 1 Histograma com valores de Raios Gama (100 m de formação), onde se observam as populações de areia, a mistura dessas litologias e folhelho. (modificado de Rider, 2000).

Uma segunda utilização dos histogramas está relacionada à normalização de um dado perfil. Primeiramente, escolhe-se um intervalo estratigráfico representativo (espesso na vertical e contínuo lateralmente) na sequência de rochas analisadas, como, por exemplo, um intervalo de folhelhos. Em seguida, elaboram-se os histogramas mestre dos valores de dois ou mais perfis (p.ex. ϕ_N e ρ_B) frente a este intervalo. Posteriormente, comparam-se as respostas dos perfis de outros poços com os histogramas mestre, como mostrado na Figura 2.

Esta comparação pode ser feita tanto para estudos petrofísicos quanto para litológicos. Assim, os histogramas com valores de porosidade de perfil podem ser comparados aos histogramas com porosidade de laboratório, dando consistência aos cálculos petrofísicos efetuados para os reservatórios.

Porém, o caráter univariado dos histogramas proporciona uma visão limitada do conjunto de dados de cada perfil, sendo necessário o cruzamento das informações de um perfil com as de outro para que se possa refinar o mapeamento e identificar subclasses de rochas dentro das classes maiores (reservatórios e não-reservatórios, p. ex.), mapeadas por meio dos histogramas.

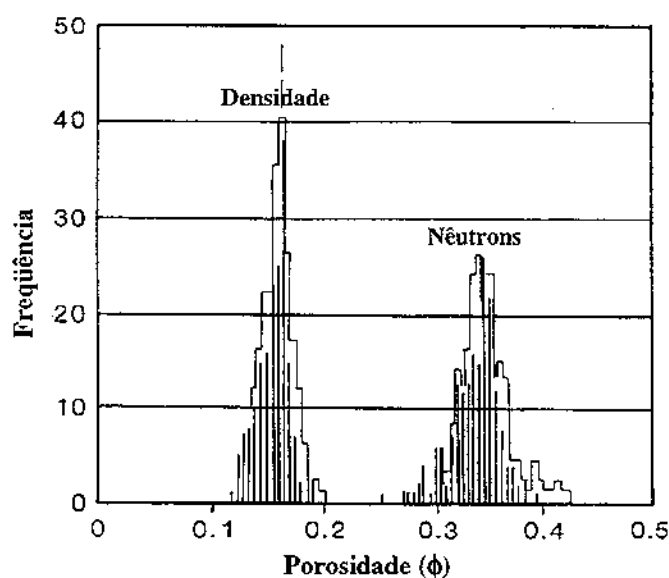


Figura 2 Histogramas de valores dos perfis de densidade e de nêutrons comparados aos histogramas mestre (linha contínua) de seis poços, frente a uma sequência típica de folhelhos do Cretácio Superior, Alberta, Canadá. (Extraído de Rider, 2000).

Correlação por meio de Gráficos de Dispersão

Ao se correlacionar dois diferentes conjuntos de dados em relação aos eixos ortogonais x e y por meio de gráficos de dispersão (*crossplots*), a série de pontos resultantes pode definir a relação existente entre as duas variáveis ou ainda, definir os campos que representam os limites superior e inferior de cada uma das variáveis.

Segundo Rider, 2000, para o estudo dos perfis, podem-se realizar correlações por meio de três tipos de gráficos de dispersão: (i) entre perfis compatíveis, ou seja, aqueles que medem o mesmo tipo de parâmetro, como por exemplo, a porosidade; (ii) entre perfis incompatíveis, ou seja, aqueles que medem diferentes parâmetros, tais como os raios gama e a porosidade neutrônica e; (iii) entre dados de laboratório (petrofísica) ou de descrição de testemunhos e de perfis, como por exemplo, os valores de porosidade de plugues e os extraídos do perfil de nêutrons.

No âmbito deste estudo, são realizadas apenas as correlações referentes aos itens (i) e (ii), cujos detalhes são descritos a seguir:

Correlação entre Perfis Compatíveis

O exemplo mais clássico deste tipo de correlação é o do gráfico que cruza os dados de porosidade neutrônica (ϕ_N) com os valores de porosidade extraídos do perfil de densidade total ($\phi_{\rho B}$), como mostrado na Figura 3.

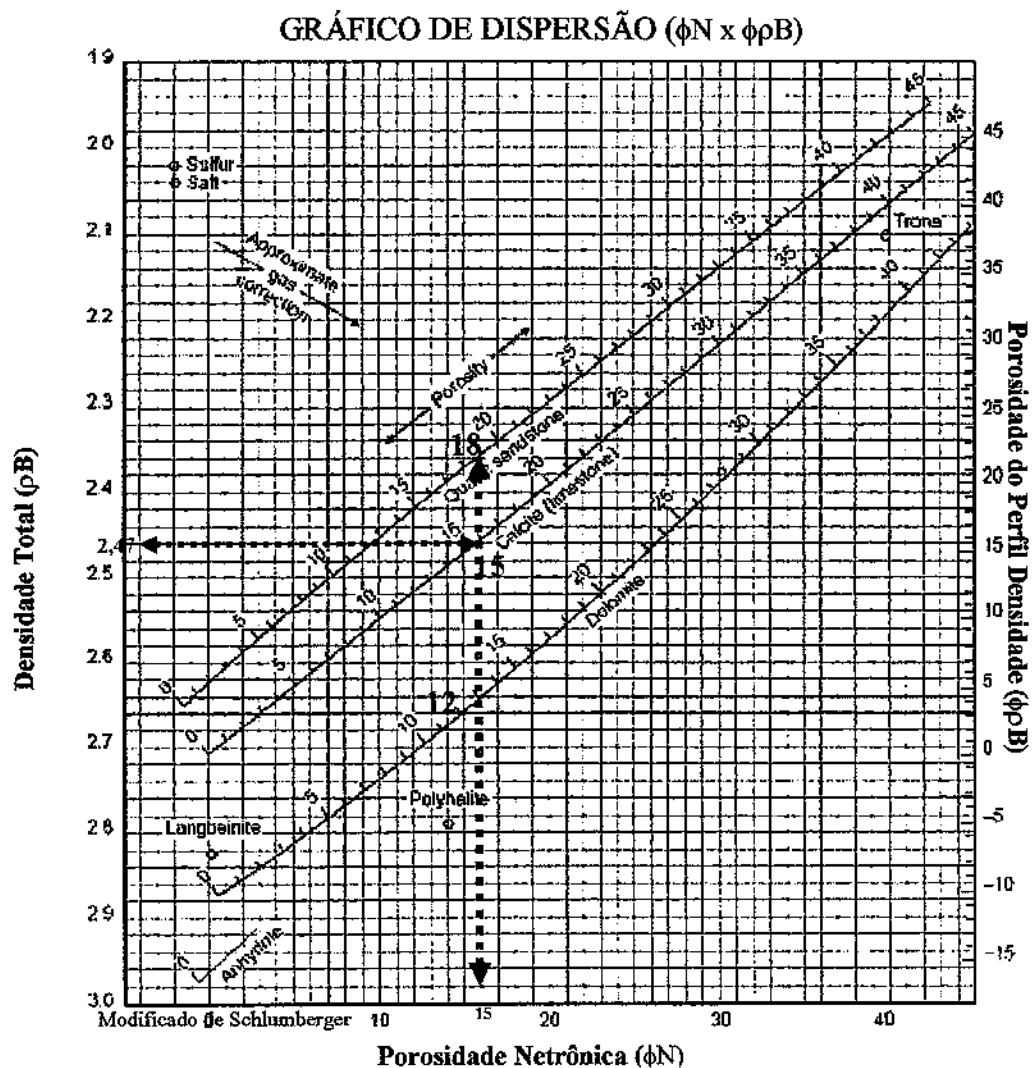


Figura 3 - Cruzamento dos dados de porosidade neutrônica (eixo x) com os valores de porosidade extraídos do perfil de densidade (eixo y, à direita) e os valores de densidade total (eixo y à esquerda) (Schlumberger, 1989).

Por intermédio do cruzamento desses três conjuntos de dados, é possível identificar litologias e relacionar o volume poroso a elas associado. Esta identificação não é possível de ser realizada quando se analisa um único perfil.

Na Figura 3, observa-se, por exemplo, que o valor de 15% de porosidade neutrônica (eixo x), pode representar uma porosidade de 12% num arcabouço dolomítico, de 15% num arcabouço calcáreo (com predomínio de calcita na composição), ou ainda, de 18% num arcabouço siliciclástico (quartzo-arenítico). Mas quando este valor de porosidade neutrônica (15%) é associado a um único valor de densidade ($2,47 \text{ g/cm}^3$), tem-se apenas um resultado, o qual se refere a um calcáreo calcítico, com porosidade de 15%.

Um outro tipo de utilização dos gráficos de dispersão entre perfis compatíveis está relacionado à abordagem litológica, onde se identificam áreas nesses gráficos as quais correspondem a um tipo particular de litologia. A Figura 4 mostra um exemplo desta aplicação, com a correlação dos perfis ϕN e ρB . Por intermédio do perfil de densidade, é possível estimar a área que inclui os pontos associados às rochas reservatório (em amarelo), correspondentes aos menores valores de densidade e diferenciá-las das não-reservatório (em verde), com maiores valores de densidade.

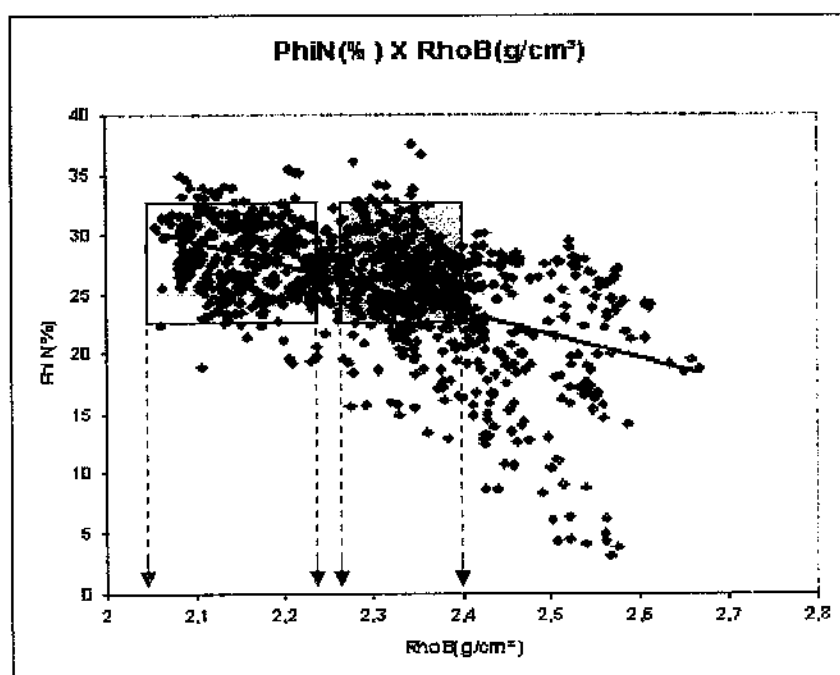


Figura 4: Correlação entre as variáveis ρB e ϕN , onde se observa a região em amarelo, correspondente às rochas reservatório (menores densidades) e a região em verde, correspondente às rochas não-reservatório (maiores densidades).

É importante observar que esta abordagem é de caráter qualitativo e os limites dos perfis de cada campo litológico podem variar de poço para poço. Porém, a utilização desta técnica para a realização de uma primeira separação entre diferentes classes litológicas proporciona resultados bastante úteis no estudo de caracterização de eletrofácies.

Entretanto, por intermédio de gráficos de dispersão que envolvem outros tipos de perfis, é possível detalhar as duas classes de rochas mostradas na Figura 4 em outras subclasses que podem representar tipos litológicos diferentes.

Correlação entre Perfis Incompatíveis

A correlação entre perfis incompatíveis é geralmente realizada para se quantificar litologias (Rider, 2000).

Perfis incompatíveis são aqueles que medem parâmetros diferentes entre si. O perfil de raios gama, por exemplo, mede a radioatividade natural e quantifica o volume de argila das formações, enquanto que o perfil de resistividade, sua resistência à passagem de corrente elétrica. Contudo, como mostra a Figura 5, o cruzamento desses dados pode apresentar, de maneira qualitativa, alguns resultados compatíveis em termos de interpretação litológica.

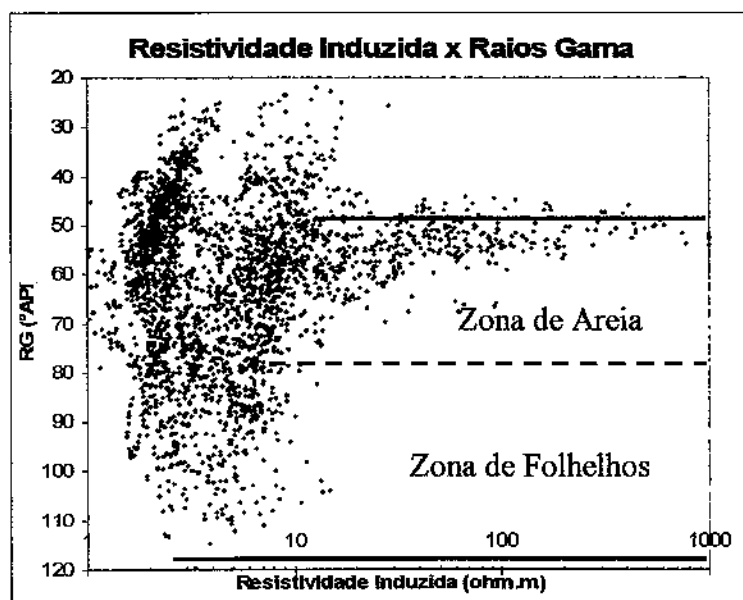


Figura 5: Gráfico de dispersão entre os perfis de raios gama e resistividade induzida, utilizado para definir campos litológicos.

Como mostrado na Figura 5, o perfil de resistividade, assim como o de raios gama, pode indicar a região da população de dados correspondente à zona de folhelhos, pois existe uma consistência entre os valores desses perfis para as litologias altamente argilosas.

Da mesma forma (Figura 5), a zona de areia pode ser reconhecida, principalmente nos reservatórios siliciclásticos portadores de óleo, devido aos altos valores de resistividade e aos baixos valores de raios gama.

Com raras exceções, a grande maioria dos gráficos de dispersão mostra resultados compatíveis com algum tipo de informação geológica, mesmo que sejam construídos por intermédio de perfis incompatíveis em relação aos atributos medidos (Heslop, 1974, apud Rider, 2000).

Análise de Agrupamentos

A Análise de Agrupamentos, grosso modo, consiste em um conjunto de métodos matemáticos utilizados para detectar similaridades entre os dados pertencentes a um conjunto. Como exemplo prático, quando se coleciona um conjunto de seixos com base em seus atributos de tamanho, forma e cor, a classificação dos seixos similares em relação a esses atributos, em grupos distintos entre si, refere-se a uma Análise de Agrupamentos. Nesse sentido, cada um dos grupos identificados no conjunto de dados refere-se a um agrupamento ou “cluster”.

A Análise de Agrupamentos abrange um número de algoritmos diferentes de classificação. A questão colocada pelos pesquisadores sobre a utilização dessa ferramenta matemática problematiza se a mesma organiza os dados em estruturas confiáveis em termos de significado, em relação ao foco do estudo que se está conduzindo. Neste estudo, por exemplo, o objetivo é organizar os dados multivariados dos perfis geofísicos, coletados frente aos intervalos testemunhados dos poços, em classes litológicas distintas, ou seja, em classes de eletrofácies.

As discussões acima se referem aos algoritmos que geram os agrupamentos e não fazem qualquer menção a testes de significado estatístico. De fato, a análise de agrupamentos não se trata de um teste estatístico típico, e sim de uma “coleção” de algoritmos diferentes que “agrupam objetos em conjuntos.” Ao contrário de muitos outros procedimentos estatísticos, a Análise de Agrupamentos pode ser utilizada, principalmente, quando não há hipóteses a priori

sobre o modelo classificatório das litologias. Assim, esta ferramenta matemática é bastante útil na fase exploratória da pesquisa.

A Análise de Agrupamentos tem sido aplicada em uma grande variedade de problemas relacionados às pesquisas acadêmicas. Entretanto, a maioria das citações analisadas envolve assuntos relacionados às áreas da medicina e da biologia (taxonomia). No geral, a Análise de Agrupamentos é muito útil sempre que houver necessidade de se classificar grandes quantidades de dados em classes significativas, dentro do contexto em que se encontra a pesquisa.

Análise de Agrupamentos em Dois Passos

A Análise de Agrupamentos em dois passos é uma ferramenta projetada para revelar agrupamentos naturais (“clusters”), os quais, normalmente, não são evidentes dentro de uma série de dados. O algoritmo empregado por este procedimento tem diversas características que o diferenciam das técnicas tradicionais de agrupamentos. Dentre elas, destaca-se a possibilidade de se manipular variáveis categóricas (p.ex., litologias), associadas a variáveis contínuas (perfis), por meio de uma distribuição multinomial (vários grupos possíveis) e normal, supondo-se que as variáveis são independentes entre si. A ferramenta também possibilita que se obtenha o número “ótimo” de agrupamentos, por meio da comparação entre os resultados de um “critério modelo” de escolha, associada às diferentes possibilidades de agrupamentos.

Neste estudo, a Análise de Agrupamentos em dois passos é aplicada por meio do *software* SPSS (versão 13.0), com o intuito de reagrupar uma variável categórica que é previamente agrupada. O objetivo inicial é reagrupar a variável categórica denominada “litologia”, a qual se constitui de várias classes de rochas, definidas pela descrição dos testemunhos dos poços 3-NA02-RJS, 3-NA01-RJS e 4-RJS-42. Nesse sentido, cada uma das classes litológicas definidas em testemunho é caracterizada por um conjunto de variáveis contínuas (perfis Rg, ρB , ϕN e Dt), as quais são coletadas frente aos seus intervalos de ocorrência, dentro do intervalo testemunhado.

Como resultado, espera-se obter reclassificações das classes litológicas descritas em testemunhos, em classes de eletrofácies, com base nas informações dos perfis, coletadas frente aos intervalos testemunhados.

No geral, a Análise de Agrupamentos é muito útil sempre que houver necessidade de se classificar grandes quantidades de dados em classes significativas, dentro do contexto em que se encontra a pesquisa.

A Análise de Agrupamentos tem sido aplicada em uma grande variedade de problemas relacionados às pesquisas acadêmicas. Entretanto, a questão colocada pelos pesquisadores sobre a utilização dessa ferramenta argumenta se a mesma organiza os dados em estruturas confiáveis em termos de significado, em relação ao foco do estudo que se está conduzindo. Dessa forma, recomenda-se que os resultados classificatórios obtidos por meio da Análise de agrupamentos sejam avaliados quantitativamente, através ferramentas estatísticas confiáveis, como a Análise Discriminante.

Análise de Variância em um Sentido (One Way ANOVA)

A ANOVA em um sentido analisa a variância de um único fator independente e variável (grupos) para uma variável quantitativa dependente (perfil) e testa, por meio de um valor P (*p-value*), se há diferença entre os grupos (Davis, 2002). O valor P é uma probabilidade e, portanto, varia entre zero e um. Se o valor P é menor que 0,05, rejeita-se a hipótese de igualdade entre os fatores (rejeita-se H_0 e aceita-se H_1), ou seja, comprova-se que os grupos são diferentes entre si. Esta análise é usada para testar a hipótese de igualdade das médias, sendo considerada uma extensão do “teste *t*” de duas amostras.

Teste de Comparação entre as Médias (*Post Hoc Test*)

Após a aplicação da Análise de Variância, em que se constata se existem ou não diferenças entre as médias, há a possibilidade de se detectar quais as médias que diferem das demais e que, portanto, caracterizam um grupo litológico distinto. O Teste de Comparação entre as Médias (*Post Hoc Test*) possibilita determinar quais grupos diferem entre si em relação a

cada uma das variáveis contínuas (Rg, pB, ϕ N e Dt). Este teste também é avaliado pela análise do valor P e, mais uma vez, a hipótese de igualdade é rejeitada, se o valor P for menor que 0,05.

Neste estudo, a aplicação dessas técnicas (*one way ANOVA* e *Post Hoc Tests*) é viabilizada por meio do programa computacional SPSS (versão 13.0, para ambiente *Windows*).

Análise Discriminante

A Análise Discriminante é útil para as situações em que se pretende construir um modelo preditivo para a população, baseando-se nas informações de cada grupo. O procedimento gera funções discriminantes, com base em combinações lineares das variáveis, as quais fornecem a melhor discriminação entre os grupos. No caso deste estudo, geram-se funções discriminantes e reclassificam-se todas as observações por meio dessas funções. Posteriormente, verifica-se a proporção de casos em que a variável de grupo original é igual ao grupo no qual a observação foi alocada por intermédio da função discriminante referente àquele grupo. Ao final da aplicação desta técnica, obtêm-se as porcentagens de acerto, referentes às observações que são alocadas corretamente no grupo ao qual elas apresentam a maior probabilidade de pertencer. Além disso, obtêm-se a indicação das observações que não foram alocadas adequadamente e a informação sobre os grupos que apresentam a maior probabilidade de conter essas observações. Dessa forma, torna-se possível a realocação das mesmas para os grupos com maior similaridade estatística.

A aplicação dessa técnica é viabilizada por meio do programa computacional Minitab (versão 14). Segundo o manual deste *software* (Minitab, versão 14), a Análise Discriminante pode ser usada para classificar as observações em dois ou mais grupos, quando se possui amostras representativas desses grupos, ou ainda, para investigar o quanto as variáveis contribuem para a discriminação dos grupos e para a alocação das observações nos diferentes grupos. Ainda segundo esse manual, a Análise Discriminante é similar à Regressão Múltipla no sentido de que ambas as técnicas utilizam duas ou mais variáveis preditivas e uma única variável resposta. Contudo, na Análise Discriminante, a variável resposta é categórica.

A Análise Discriminante pode ser executada segundo duas abordagens: a linear e a quadrática. Na abordagem linear, assume-se que as matrizes de covariância são idênticas para

todos os grupos, enquanto que, na abordagem quadrática, assume-se que essas matrizes são diferentes para cada grupo.

No caso deste estudo, a Análise Discriminante é utilizada para investigar o quanto as variáveis contribuem para a discriminação dos grupos e para a alocação das observações nos diferentes grupos, segundo uma abordagem quadrática, considerando-se que as matrizes de covariância são diferentes para cada grupo (ou classe litológica).